



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA
INSTALACIÓN DE UN OLEODUCTO LA LIBERTAD -
ESMERALDAS”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**MAURICIO ANDRÉS MÉNDEZ RODRIGUEZ
HIPÓLITO ANDRÉS MONTENEGRO BORBOR**

TUTOR:

**FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
INGENIERO EN PETRÓLEO**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA
INSTALACIÓN DE UN OLEODUCTO LA LIBERTAD -
ESMERALDAS”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

MAURICIO ANDRÉS MÉNDEZ RODRIGUEZ

HIPÓLITO ANDRÉS MONTENEGRO BORBOR

TUTOR:

FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR

INGENIERO EN PETRÓLEO

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021

UPSE

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico a mis padres Félix Méndez y Martha Rodríguez, que siempre me han apoyado en mis estudios, motivándome y ayudándome en todo lo posible.

A mi esposa Milady Dávila, quien también fue parte fundamental para lograr esta meta.

También a mis hermanos que han sido mi motivación para no rendirme en los estudios y poder ser un ejemplo para ellos.

.

Dedico este trabajo de tesis a mi familia, a mis padres Luzmila (+) y Juan, quienes nunca dejaron de confiar en mí y de quienes siempre recibí el apoyo necesario, mis hermanos Jhon y Marvin quienes me motivaron durante todo el proceso.

También a mi esposa Maria y a mis hijos Andrés y Georgia quienes son mi inspiración y fueron el motor que me impulsó hacia adelante cuando parecían faltarme las fuerza.

TRIBUNAL DE SUSTENTACION

Ing. Marlelis Gutiérrez, PhD.
DIRECTORA DE LA CARRERA DE
PETRÓLEOS

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
DOCENTE TUTOR

Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

Lic. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE Y SECRETARIA DEL
TRIBUNAL

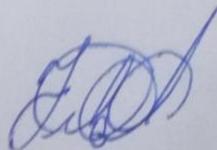
CERTIFICADOR DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UN OLEODUCTO LA LIBERTAD - ESMERALDAS”** elaborado por los estudiantes **MAURICIO ANDRÉS MÉNDEZ RODRIGUEZ** e **HIPÓLITO ANDRÉS MONTENEGRO BORBOR**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 6.00% de la valoración permitida.
Capture del reporte URKUND: Porcentaje de similitud y fuentes de similitud

URKUND

Document [tesis para urkund revisada.docx](#) (D126717230)
Submitted 2022-01-31 19:39 (-05:00)
Submitted by fchuchuca@upse.edu.ec
Receiver fchuchuca.upse@analysis.arkund.com

6% of this approx. 14 pages long document consists of text present in 1 sources.



ING. FIDEL V. CHUCHUCA AGUILAR MSC.

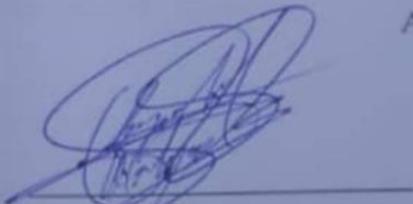
C.I.: 0704789502

DECLARACION DE AUTORIA

Nosotros, **MAURICIO ANDRÉS MÉNDEZ RODRIGUEZ** e **HIPÓLITO ANDRÉS MONTENEGRO BORBOR**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UN OLEODUCTO LA LIBERTAD - ESMERALDAS”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoria.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoria y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Hipólito Montenegro

Autor de Tesis

C.I. 0924272859



Mauricio Mendez

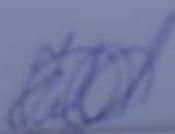
Autor de Tesis

C.I. 2400119455

CERTIFICACION DEL TUTOR

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.
TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN
Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UN OLEODUCTO LA LIBERTAD - ESMERALDAS" previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por los Sres. MAURICIO ANDRÉS MÉNDEZ RODRIGUEZ e HIPÓLITO ANDRÉS MONTENEGRO BORBOR, egresados de la Escuela de Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Leda, Frescia Consuelo Tomalá Montenegro, Msc.

Cédula de identidad: 0908334881

Número de celular: 0988222619

Salinas – Provincia de Santa Elena

Ecuador

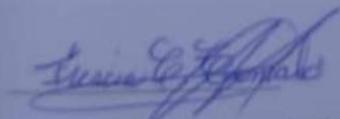
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Leda, Frescia Consuelo Tomalá Montenegro, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UN OLEODUCTO LA LIBERTAD - ESMERALDAS”** elaborado por **Hipólito Andrés Montenegro Borbor** y **Mauricio Andrés Méndez Rodríguez**; presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Salinas a los veintiocho días del mes de marzo del dos mil veintidós.

Certifica



Leda, Frescia Consuelo Tomalá Montenegro, Msc.

Licenciada en Educación Básica: SENESCYT número 1023-09-959568

MSc. en Gerencia de Innovaciones Educativas: SENESCYT número 1014-12-749730

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien con su bendición llena siempre mi vida y a mi familia por estar siempre presentes.

A mi universidad “Península de Santa Elena”, por haberme permitido formarme en sus aulas, con constancia, dedicación y esfuerzo.

Al Ing. Fidel Chuchuca, por su apoyo como tutor y docente a lo largo de mi carrera.

A la Dra. Erica Lorenzo, por brindarme sus conocimientos durante estos años de arduo aprendizaje.

A todos los profesores que conocí durante mi época estudiantil, los cuales me supieron enseñar, guiar y en ciertos momentos me dieron una oportunidad de seguir luchando por mi meta.

A mis amigos que conocí a lo largo del tiempo en la universidad con los cuales se formaron lazos muy grandes de amistad.

Agradezco a Dios, por dejar cumplir uno de los anhelos más fuertes que he tenido al llegar a feliz término de este trabajo.

Al grupo de docentes quienes supieron formarme cada día durante el transcurso de mi carrera y de quienes aprendí mucho.

A la doctora Erica Lorenzo, por estar siempre dispuesta a ayudar, motivarnos cómo estudiantes y no permitir que pequeños detalles afecten el desarrollo de esta tesis.

A mis compañeros estudiantes por no desmayar ante adversidades, por su ayuda en los momentos que ameritaba.

CONTENIDO

pág.

DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
DECLARACION DE AUTORIA	vi
CERTIFICACION DEL TUTOR	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	viii
AGRADECIMIENTO	ix
CONTENIDO	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	17
1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA	17

1.2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN	17
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.....	18
1.5. OBJETIVOS	19
1.5.1 General.	19
1.5.2 Específicos.	19
1.6. HIPÓTESIS.....	19
1.7. ALCANCE DE LA PROPUESTA	19
1.8. METODOLOGÍA EMPLEADA	20
1.8.1 Tipo y diseño de la investigación.....	20
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	21
2.1. PETRÓLEO CRUDO	21
2.2. FLUJO DE FLUIDOS	21
2.2.1 Flujo de Fluido Compresible.....	21
2.2.2 Flujo de Fluido Incompresible.	22
2.3. OLEODUCTOS	22
2.4. PROCESO EN LA ESTACIÓN.....	22
2.4.1 Etapa de Recolección.	23
2.4.2 Etapa de Calentamiento.....	24
2.4.3 Calentadores.....	25
2.4.4 Calderas.....	25
2.4.5 Etapa de separación.....	26

2.4.7 Etapa de Medición de crudo.....	26
2.4.8 Etapa de Deshidratación.....	26
2.5. EQUIPOS DE FACILIDADES	27
2.5.1 Oleoductos.	27
2.5.2. Tuberías.....	27
2.5.3. Selección de tuberías.....	28
2.5.4. Patrones de flujo en tuberías.	29
2.5.5. Patrones de flujo en tuberías horizontales.....	29
2.5.6 Patrones de en tuberías verticales.	32
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	36
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	36
3.2 CONSTRUCCIÓN DE LA TUBERIA	36
3.2.1 SUMINISTRO DE TUBERIA	36
3.2.2 ESTUDIOS DE TOPOGRAFÍA	38
3.3 PRESUPUESTO.....	45
3.4 PRECIOS REFERENCIALES	45
3.5 TIEMPO DE VIDA ÚTIL	45
CAPÍTULO IV: RESULTADOS.....	46
4.1 PARAMETROS TÉCNICOS	46
4.2. RUTA DE TUBERIA.....	47
4.3. SUMINISTRO DE TUBERIA	48
4.4. ESTUDIOS DE TOPOGRAFÍA.....	48

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS	49
RUBRO.....	49
4.5. MEJORAMIENTO DE SUELO.....	51
4.6. HORMIGÓN SIMPLE	51
4.7. POSICIONAMIENTO DE TUBERÍA.....	54
4.8. SOLDADURA DE TUBERÍA.....	54
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	61
5.1. CONCLUSIONES.....	61
5.2. RECOMENDACIONES.....	62
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	63

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Se muestra las líneas de flujo ya instaladas (Torres, 2019).	23
Figura 2: Se muestra un arreglo de múltiples (Martin, 2022).	24
Figura 3: Se muestra un calentador actual (Taval, 2021).	25
Figura 4: Se muestra una calderas (Sitong Boiler, 2014).	26
Figura 5: Se muestra la construcción del oleoducto (TASC, 2021).	27
Figura 6: Se muestra las tuberías a utilizar para la construcción del oleoducto (STEEL, 2020).	28
Figura 7: Se muestra como es el flujo burbuja dispersa dentro de la tubería horizontal. 30	
Figura 8: Se muestra como es el flujo estratificado dentro de la tubería horizontal.	30
Figura 9: Se muestra como es el flujo intermitente dentro de la tubería horizontal.	31
Figura 10: Se muestra como es el flujo anular dentro de la tubería horizontal.	31
Figura 11: Se muestra como es el flujo burbuja dentro de la tubería vertical.	32
Figura 12: Se muestra como es el flujo tapón dentro de la tubería vertical.	33
Figura 13: Se muestra como es el flujo anular dentro de la tubería vertical.	34
Figura 14: Se muestra como es el flujo neblina dentro de la tubería vertical.	35
Figura 15. Ruta de tubería por el perfil costanero.	47
Figura 16. Cálculo de VAN y TIR en un periodo de 7 años.	59

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Formato de tabla para el cálculo de valores del suministro de tubería.	37
Tabla 2. Formato de tabla para el cálculo de valores del estudios de topografía	39
Tabla 3. Formato de tabla para el cálculo de valores del mejoramiento del suelo.	40
Tabla 4. Formato de tabla para el cálculo de valores del hormigón simple $f'c=120$ kg/cm ²	41
Tabla 5. Formato de tabla para el cálculo de valores del posicionamiento de tubería. ...	43
Tabla 6. Formato de tabla para el cálculo de valores de la soldadura de tubería.	44
Tabla 7. Rubros para el suministro de tubería	49
Tabla 8. Rubro de estudio de topografía.....	50
Tabla 9. Rubro de mejoramiento de suelo	52
Tabla 10. Rubro de hormigón simple a utilizar	53
Tabla 11. Rubro de posicionamiento de tubería	55
Tabla 12. Rubro de soldadura de tubería	56

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UN OLEODUCTO LA LIBERTAD - ESMERALDAS

RESUMEN

El presente trabajo de titulación muestra el objeto de estudio que es proporcionar información sobre la factibilidad económica en la instalación de un oleoducto desde Esmeraldas a La Libertad y viceversa para la transferencia de crudo. El proyecto corresponde a una investigación experimental, que se presenta mediante la manipulación de una variable no comprobada, en condiciones controladas, con este fin se descubrirá la factibilidad de la construcción del oleoducto. Dando como mejor resultado la tubería A572 cedula 40 con tubos de longitudes de 12 metros y con 6 pulgadas de diámetro de acero aplicando la norma API 51, con presupuesto de \$ 89`000 370,22 mediante el estudio económico. Se considera la rentabilidad del proyecto es factible para el sistema de bombeo de 60 000 barriles de petróleo por día a un costo de 50 centavos el barril, recuperando lo invertido en 7 años.

PALABRAS CLAVE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD / OLEODUCTO /

**TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY STUDY OF THE
INSTALLATION OF A LA LIBERTAD - ESMERALDAS OIL PIPELINE**

ABSTRACT

The present titling work shows the object of study, which is to provide information on the economic feasibility in the installation of an oil pipeline from Esmeraldas – La Libertad for the transfer of crude. The project corresponds to an experimental investigation, which is presented through the manipulation of an unverified variable, under controlled conditions, for this purpose the feasibility of the construction of the pipeline will be discovered. Giving as best result the A572 schedule 40 pipe with 12-meter long tubes and 6-inch diameter steel applying the API 5l standard, with a budget of \$ 89`000 370,22through the economic study. The profitability of the feasible project for the pumping system of 60,000 barrels of oil per day at a cost of 50 cents per barrel is considered, recovering the investment in 7 years..

KEY WORDS: FEASIBILITY STUDY / OIL PIPELINE

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA

El objeto de estudio es proporcionar información sobre la factibilidad económica en la instalación de un oleoducto desde Esmeraldas – La Libertad y viceversa para la transferencia de crudo.

Para el desarrollo del este estudio se analizará los presupuestos de materiales, estructuras e instrumentos que permitan la construcción del oleoducto, como también determinar la ruta adecuada para el tendido de la tubería y las subestaciones de bombeo a lo largo de la ruta del oleoducto.

1.2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN

En el año 2012 realizó un estudio de factibilidad técnica y económica de la instalación de un oleoducto en el área Los Bastos, en el cual se estudiaron en detalle todos los beneficios y costos asociados al proyecto y su relación con las distintas variables que afectan al proyecto (producción, ventas en camiones, etc.) también se analizaron los riesgos asociados al proyecto y sus mitigaciones. Dando como resultado que el proyecto no presenta una dificultad técnica significativa tanto desde el punto de vista de la traza como de la construcción e insumos necesarios (López, 2012).

En el año 2016 en Colombia, Mario Castañera, realizó el estudio de prefactibilidad técnico-económico de un gasoducto para el transporte de gas natural hacia Centroamérica

desde Colombia, donde el costo de construcción de gasoducto es de USD\$ 2,911,924,071 con una distancia de 2096 kilómetros, el proyecto tiene una proyección de 20 años. La tasa de retorno arroja el 25.21% y el Van menos inversión de USD\$ 483,908.631. El costo de gas natural bajo el esquema proyectado es 29% inferior a su competidor principal (Castañeda, 2016).

En el año 2020 en México, Karla González y Marco González, presentan un estudio de factibilidad técnico económico de sistemas de calentamiento para el transporte de crudos pesados, en el cual se realizó una evaluación técnica y económica de los sistemas de calentamiento para el transporte de crudo pesado, dando como resultado un costo de 5,037,330 USD (González & González, 2020).

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para la exportación de crudo o hidrocarburo se mezclan los dos crudos, así se obtiene una solución con un ° API promedio para la cotización en mercado. Para que esta mezcla se dé, utilizan buques petroleros que transportan el crudo en la ruta Esmeraldas – La Libertad.

Este transporte de crudo tiene un alto costo, de ahí, nace la necesidad de buscar una alternativa más económica, ya que el transportar hidrocarburos por buque (M/T SANTIAGO con capacidad para transportar 300000 bbl por semana) tiene un costo aproximado de 250 mil dólares americanos por viaje, mientras que el costo de transporte de este mismo volumen de crudo por el oleoducto sería de 150 mil dólares americanos.

1.4. JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

Las necesidades de una sociedad cada vez más consumista, han llevado a un crecimiento de la industria petrolera con un fuerte impacto sobre la calidad del ambiente, por los procesos de perforación, producción y transporte de hidrocarburos.

Ecuador explota petróleo en dos de sus regiones (Costa y Amazonía), donde la región costa se produce petróleo crudo en un rango de 30 a 40 ° API y en la región amazónica de entre 18 a 21 ° API, para su refinación se transporta el petróleo hasta dos refinerías:

- Crudo Ancón a la refinería La Libertad
- Crudo Oriente a la refinería Esmeraldas

El transporte del crudo por vía marítima como las maniobras para carga y descarga de crudo tiene un costo elevado y un alto riesgo ambiental ante un derrame de petróleo por motivos de incidentes, accidentes o error humano.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1 General.

Desarrollar un estudio técnico-económico para la implementación de un oleoducto en la ruta Esmeraldas – La Libertad.

1.5.2 Específicos.

- Diseñar mediante la norma API 5L la construcción y montaje de oleoducto.
- Calcular gastos de materiales, instrumentaría y personal esencial para la construcción de oleoducto.
- Definir ruta de oleoducto, teniendo en cuenta los parámetros técnicos y económicos del proyecto.

1.6. HIPÓTESIS

La implementación del oleoducto en la ruta Esmeraldas – La Libertad será factible económica y técnicamente en comparación al transporte por vía marítima, ya que la transferencia de 60000 barriles diarios de crudo se dará de manera constante y segura.

1.7. ALCANCE DE LA PROPUESTA

La finalidad de la propuesta es estimar gastos públicos en la implementación de oleoducto en la ruta Esmeraldas – La Libertad, para el intercambio de 60000 barriles de

crudo Oriente diariamente de manera constante y así minimizar o suspender el transporte de petróleo marítimo ya que conlleva un alto riesgo de contaminación y precios elevados.

1.8. METODOLOGÍA EMPLEADA

1.8.1 Tipo y diseño de la investigación.

El presente trabajo corresponde a una investigación experimental, que se presenta mediante la manipulación de una variable no comprobada, en condiciones controladas, con este fin se descubrirá la factibilidad de la construcción del oleoducto.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. PETRÓLEO CRUDO

El petróleo crudo es una mezcla combinada de diferentes tipos de hidrocarburos, cuyas moléculas están compuestas por Carbono e Hidrógeno, con pequeños porcentajes de compuestos heteroatómicos, como oxígeno, nitrógeno y azufre, que se encuentran formando estructuras de hidrocarburos complejas; y, trazas de compuestos organometálicos (vanadio, níquel, hierro, y otros), además contiene sedimentos inorgánicos y agua (Solano & Tomalá, 2014).

2.2. FLUJO DE FLUIDOS

Un fluido es toda sustancia que ofrece una pequeña o nula resistencia, debido a su capacidad de fluir, que hace que los mismos sean incapaces de soportar a las fuerzas cortantes o tangenciales que se le apliquen (CEPET & PDVSA, 1997).

De manera general, podemos encontrar estos tipos de fluidos:

2.2.1 Flujo de Fluido Compresible.

El flujo se considera compresible cuando la caída de presión debido al paso de un gas por un sistema es lo suficientemente grande, en comparación con la presión de entrada, para ocasionar una disminución del 10 % o más en la densidad del gas” (Solano & Tomalá, 2014).

2.2.2 Flujo de Fluido Incompresible.

El flujo se considera incompresible cuando la sustancia en movimiento es un líquido, o si se trata de un gas cuya densidad cambia de valor en el sistema en un valor mayor al 10 %. Como ejemplo de fluido incompresible tenemos el agua y el crudo negro (CEPET & PDVSA, 1997).

2.3. OLEODUCTOS

Los oleoductos son un ensamblaje de tubos de acero con diámetros internos que suelen oscilar entre los 30 y los 120 centímetros. Pueden ser construidos sobre la superficie o enterrados bajo tierra. Las instalaciones o estaciones de un oleoducto hacen parte del sistema vibrante que moviliza el petróleo para hacer posible su comercialización (Bicentenario, 2011).

2.4. PROCESO EN LA ESTACIÓN

Los sistemas de producción de crudos pesados empiezan en el cabezal del pozo, que debería incluir mínimo un estrangulador, a menos que el pozo sea por levantamiento artificial. La mayor caída de la presión entre la presión de la tubería del pozo fluyente y la presión de operación del separador inicial se produce a través del estrangulador. El diámetro de la entrada en el estrangulador determina la tasa de flujo, porque la presión de corriente arriba es determinada, primeramente, por la presión de la tubería del pozo fluyente, y la presión de corriente abajo es determinada posteriormente por la válvula de control de presión en el primer separador en el proceso (Solano & Tomalá, 2014).

Para pozos de alta presión es deseable tener un estrangulador positivo en serie con un estrangulador ajustable. El estrangulador positivo se hace cargo y mantiene la tasa de producción dentro de los límites si el estrangulador ajustable falla. En todo caso, las válvulas de bloqueo se necesitan para poder realizar el mantenimiento en el estrangulador si hay una larga línea de flujo. Luego de esto el crudo pesado y gas provenientes de los pozos productores ligados a la estación de producción deben pasar por distintas etapas

antes de ser trasladados a otras instalaciones o ser comercializados (Solano & Tomalá, 2014).

Entre las etapas para el manejo de petróleo crudo constan las siguientes:

2.4.1 Etapa de Recolección.

El proceso de recolección consiste en recolectar el crudo desde los pozos hasta la estación entre los cuales tenemos:

Líneas de flujo

Son un conjunto de tuberías cuya función es transportar el fluido desde los pozos hasta las estaciones recolectoras de flujo. Su fabricación depende del tipo, temperatura y presión de flujo del sistema (CEPET & PDVSA, 1997).



Figura 1: Se muestra las líneas de flujo ya instaladas (Torres, 2019).

Múltiples.

Los múltiples de recolección son un conjunto de válvulas y tuberías prefabricadas donde se ensamblan las líneas de flujo que recolectan el crudo de los diferentes pozos existentes en el campo (Solano & Tomalá, 2014).



Figura 2: Se muestra un arreglo de múltiples (Martin, 2022).

Estos múltiples constan de dos o tres tubos instalados en dirección horizontal en formas paralelas y conectadas a la línea de flujo del crudo procedente de los pozos. En el ensamblaje entre la línea de flujo y el múltiple se instala una válvula que sirve para la toma de muestras de crudo, una válvula de retención (check), que evita el retorno del crudo si existiera roturas en la línea de flujo y válvulas de cierre o paso del fluido entre las más usadas se encuentran las de tipo bola, compuerta o tapón (CEPET & PDVSA, 1997).

La función de los múltiples de recolección es recibir la mezcla de fluido líquido y gas de los pozos productores y permitir un mejor manejo de crudo en las facilidades de superficie. El tubo de producción general al que llega toda la producción de los pozos puede ser de 6, 8 o 10 pulgadas de diámetro según su rango de trabajo y su longitud depende del número de pozos conectados al múltiple. La línea de prueba puede ser de 2,4 o 6 pulgadas de diámetro según su rango de trabajo y se utiliza para aislar la tubería de producción general y poder así medir su producción individual (CEPET & PDVSA, 1997).

2.4.2 Etapa de Calentamiento.

El crudo pesado debe pasar por un sistema de calentamiento aumentando su temperatura para poder disminuir su viscosidad y facilitar así su transportación, impidiendo las excesivas presiones en las líneas de bombeo. Los equipos usados en este proceso son los calentadores y calderas (Solano & Tomalá, 2014).

2.4.3 Calentadores.

Constituye el equipo principal de una estación de crudos pesados y sirve para calentar los sistemas de tuberías o serpentines por donde fluye el petróleo debido a la generación de energía calorífica que produce, y de esta manera mantener o elevar la temperatura requerida en el proceso (CEPET & PDVSA, 1997).



Figura 3: Se muestra un calentador actual (Taval, 2021).

2.4.4 Calderas.

Son equipos de vapor diseñados para operar automáticamente con una presión de 145 PSI, cuando la presión pasa por encima de los 145 PSI se abre la válvula de seguridad para aliviar la carga. Las calderas son abastecidas por dos bombas de alimentación una en operación y otra como repuesto (Solano & Tomalá, 2014).



Figura 4: Se muestra una calderas (Sitong Boiler, 2014).

2.4.5 Etapa de separación.

El crudo pesado luego de ser calentado para disminuir su viscosidad se somete a un proceso de separación mediante un separador dentro del cual se separan a bajas y altas presiones, en PSI, dependiendo de las características del yacimiento (CEPET & PDVSA, 1997).

2.4.7 Etapa de Medición de crudo.

Esta etapa se la realiza con el objetivo de conocer la producción general de cada pozo en una estación de producción, y luego procesar los datos para fines de control de fluidos; además, para la fiscalización de los tanques de almacenamiento se lo mide utilizando una plomada como medida de nivel y se lo realiza en coordinación con las autoridades de regulación y control de hidrocarburos. (Solano & Tomalá, 2014).

2.4.8 Etapa de Deshidratación.

El agua libre se separa fácilmente del petróleo por efecto de la gravedad, cuando la velocidad de los fluidos es mínima. El agua que no se puede separar o que se

encuentra combinada con el petróleo en forma de emulsión requiere de químicos especiales que puedan lograr separar las fases (Solano & Tomalá, 2014).

Entre los equipos usados para deshidratación constan los eliminadores de agua libre, tanques de lavado y los deshidratadores electrostáticos. En esta sección trataremos de los eliminadores de agua libre y los tanques de lavado (CEPET & PDVSA, 1997).

2.5. EQUIPOS DE FACILIDADES

2.5.1 Oleoductos.

Los oleoductos son un ensamblaje de tubos de acero con diámetros internos que suelen oscilar entre los 30 y los 120 centímetros. Pueden ser construidos sobre la superficie o enterrados bajo tierra (CEPET & PDVSA, 1997).

Las instalaciones o estaciones de un oleoducto hacen parte del sistema vibrante que moviliza el petróleo para hacer posible su comercialización (Bicentenario, 2011).



Figura 5: Se muestra la construcción del oleoducto (TASC, 2021).

2.5.2. Tuberías.

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad son transportar el gas, aceite y en algunos casos, agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte, tanto de aceite como de

gas, disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada (Escobar & Mayen., 2013).

Por lo que para la selección de esta se requiere analizar la trayectoria, recorrido y tipo de fluido a ser transportado, además los conceptos básicos y las ecuaciones utilizadas para su selección (Solano & Tomalá, 2014).



Figura 6: Se muestra las tuberías a utilizar para la construcción del oleoducto (STEEL, 2020).

2.5.3. Selección de tuberías.

Para seleccionar una tubería se deben considerar los siguientes factores: Material, espesor, diámetro, presión de trabajo y uniones; a más de esto, existen normas internacionales tales como la ASTM (Sociedad Americana de Pruebas y Materiales), ASME (Sociedad Americana de Ingeniería Mecánica), API (Instituto Americano del Petróleo), las mismas que se aplican en función del tipo de fluido y el servicio que prestan (Rodríguez, 2010).

Debido a los cambios de presión y temperatura en las operaciones de producción, se puede presentar flujo bifásico (petróleo/gas), y en algunos casos presencia de agua libre en las líneas de flujo (Solano & Tomalá, 2014).

2.5.4. Patrones de flujo en tuberías.

Los patrones de flujo en tuberías dependen de las fases líquido-gas, si estas se encuentran como fase continua o no. A continuación, se describen los patrones de flujo bifásico para tubería horizontal y vertical (Solano & Tomalá, 2014).

2.5.5. Patrones de flujo en tuberías horizontales.

La hidrodinámica de estos los patrones presentes en tuberías horizontales se complica debido a la asimetría de las fases, resultante de la fuerza gravitatoria. Dentro de la industria petrolera, este tipo de patrones son observados en las líneas de flujo que conectan los cabezales de pozo con los tanques separadores (Google Sites, 2017).

Los factores presentes en tuberías horizontales son los siguientes:

Flujo De Burbujas Dispersas.

Este patrón en tuberías horizontales solo presenta en tasas muy altas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería. A mayores tasas de líquido, las burbujas de gas están más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería (Blanca, 2006).

Bajo condiciones de flujo de burbuja disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo. El régimen de flujo burbuja difiere al descrito en el flujo vertical en que las burbujas de gas para el horizontal están concentradas en las paredes de la tubería (Blanca, 2006).

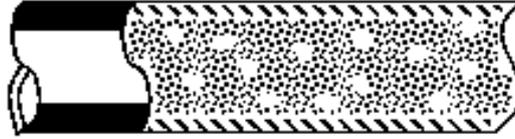


Figura 7: Se muestra como es el flujo burbuja dispersa dentro de la tubería horizontal.

Flujo Estratificado (ST).

Las dos fases fluyen por separado debido al efecto de la gravedad. El líquido se ubica en el fondo de la tubería mientras que el gas lo hace en el tope. Esta clase de patrón tiene lugar a bajos caudales tanto de gas como de líquido. Se subdivide en dos regiones: estratificado liso y estratificado ondulado, dependiendo de la presencia o no de ondulaciones en la interfase. Cabe de destacar que, en el flujo estratificado ondulado, la fase gaseosa se mueve a una velocidad mayor (Google Sites, 2017).



Figura 8: Se muestra como es el flujo estratificado dentro de la tubería horizontal.

Flujo Intermitente.

Se caracteriza por flujo alternado de tapón de líquido (SLUG) y flujo tapón de gas (PLUG) (también llamado burbuja elongada), los cuales llenan el área transversal de la tubería. El flujo tapón de líquido consiste en un tapón largo de líquido alternadamente con una alta velocidad de burbuja de gas que llena siempre la tubería entera (Blanca, 2006).

En el flujo tapón de gas una larga burbuja de gas fluye sola en el tope de la tubería que de otra manera está lleno con líquido. El patrón de flujo intermitente es dividido en patrones de flujo Slug (SL) y de burbuja elongada (EB). El

comportamiento de flujo entre estos patrones es el mismo con respecto al mecanismo de flujo, no se nota diferencias entre ellos (Blanca, 2006).



Figura 9: Se muestra como es el flujo intermitente dentro de la tubería horizontal.

Flujo Anular.

Se produce a muy altas tasas de flujo de gas, las burbujas de esta fase pueden expandirse y atravesar los tapones de líquido más viscosos, originando que el gas forme una fase continua cerca del centro de la tubería. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería (Blanca, 2006).

La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido. A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería (Blanca, 2006).

Este flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos estratificados ondulados, tapón y Anular (Blanca, 2006).



Figura 10: Se muestra como es el flujo anular dentro de la tubería horizontal.

2.5.6 Patrones de en tuberías verticales.

En esta sección se describirán las geometrías más frecuentes, cuando ambas fases fluyen en el mismo sentido y en dirección ascendente. Estos patrones ocurren fundamentalmente en las tuberías de producción de los pozos de extracción de crudo (Google Sites, 2017).

Flujo Burbuja (B).

Para estas condiciones se comienza a liberar el gas contenido en el crudo, lo que da origen a un conjunto de burbujas dispersas en la fase líquida (Fase continua), debido a la disminución de presión en la tubería por debajo de los valores de presión de burbujeo ($P < P_b$), siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería (Blanca, 2006).

Este régimen es dividido en:

Flujo burbuja: El cual se produce a tasas relativamente bajas de líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido (Blanca, 2006).

Flujo burbuja dispersa: El cual se produce a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases (Blanca, 2006).

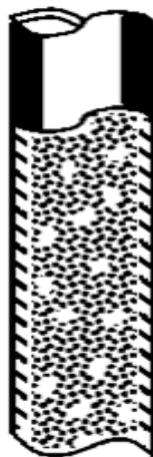


Figura 11: Se muestra como es el flujo burbuja dentro de la tubería vertical.

Flujo Tapón.

Este patrón de flujo comienza cuando las burbujas de gas aumentan en tamaño y número, formándose una especie de bala denominada burbuja de Taylor con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. Las burbujas más grandes se deslizan hacia arriba a mayor velocidad que las pequeñas, arrastrando a las mismas, el flujo se muestra de manera simétrica alrededor del eje de la tubería (Blanca, 2006).

El flujo consiste en burbujas sucesivas separadas por tapones de líquido. Una película delgada líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas. La velocidad del gas es siempre mayor que la del líquido, esta diferencia de velocidades origina no solo pérdidas de presión por fricción contra la pared de la tubería, sino también una cantidad de líquido retenido en la tubería, que afectará notablemente la densidad de la mezcla fluyente. Tanto la fase gaseosa como la líquida influyen significativamente en el gradiente de presión (Blanca, 2006).



Figura 12: Se muestra como es el flujo tapón dentro de la tubería vertical.

De flujo anular.

En flujo vertical, se produce cuando las burbujas de gas se expanden y atraviesan los tapones de líquidos más viscosos, haciendo que el gas forme una fase continua

cerca del centro de la tubería; debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro (Blanca, 2006).

La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de “falling filme” (Blanca, 2006).

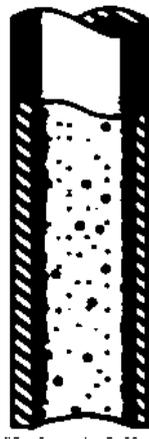


Figura 13: Se muestra como es el flujo anular dentro de la tubería vertical.

El patrón tapón en flujo corriente abajo es similar al de flujo corriente arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de las tasas de flujo relativa de las fases (Blanca, 2006).

Flujo Neblina.

Cuando la velocidad del gas continúa aumentando, las grandes burbujas de gas colapsan dispersándose de tal forma que el líquido queda mezclado entre el gas, entonces se produce una inversión en el medio continuo. El gas pasa a ser el medio continuo, y el flujo pasa a condición de neblina, es decir, el líquido fluye en forma de pequeñas gotas suspendidas en una fase gaseosa continua, por lo que no se considera deslizamiento entre fases. La mezcla es muy liviana, pero existe una diferencia entre el gas y el líquido. La fricción no tiene importancia en este tipo de flujo. En este régimen se observa una película de líquido que cubre la pared interna de la tubería, por lo que algunos autores lo llaman régimen anular-neblina. Esta película facilita el avance del gas afectando la rugosidad efectiva de la tubería. El efecto de líquido no se toma en cuenta en los cálculos de las pérdidas de energía por fricción y en general la fase gaseosa es la que gobierna la caída de presión total a lo largo de la tubería (Blanca, 2006).

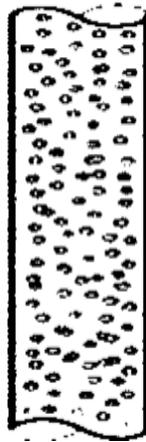


Figura 14: Se muestra como es el flujo neblina dentro de la tubería vertical.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo corresponde a una investigación experimental, que se presenta mediante la manipulación de una variable no comprobada, en condiciones controladas, con este fin se descubrirá la factibilidad de la construcción del oleoducto.

El investigador introduce determinadas variables de estudio manipuladas por él, así puede controlar el valor a invertir como también el tipo de material utilizado en la construcción del oleoducto.

3.2 CONSTRUCCIÓN DE LA TUBERIA

Según la norma API 5L se utiliza el menor ancho que permita desarrollar las actividades constructivas como una plataforma de trabajo de 15 metros de ancho cuando el diámetro de la tubería sea hasta 6”.

La construcción del oleoducto sigue una serie de pasos únicos y secuenciales; durante este proceso van desde la planimetría hasta la limpieza y restauración final del derecho de vía y áreas aledañas utilizada durante la construcción. La cuadrilla de construcción opera simultáneamente en varios frentes, logrando completar la actividad constructiva en cada segmento en forma coordinada y eficiente. Todo el proceso es coordinado buscando minimizar el tiempo total requerido

3.2.1 SUMINISTRO DE TUBERIA

La tubería es transportada en camiones tráiler o tractor sobre orugas porta tubos para su colocación a lo largo del derecho de vía. La tubería es colocada a lo largo de la zanja excavada en una línea continua de fácil acceso a la cuadrilla de construcción. En la tabla 1 se muestra el formato a utilizar para el cálculo de los valores de tubería.

RUBRO	<i>Suministro de tubería d=6"</i>	<i>R=UNIDAD / HORA</i>	---		
	UNIDAD	Kg	K=HORA / UNIDAD	----	
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B	COSTO UNITARIO D=C*K
<i>E1</i>	Grúa 6T	--	--	--	--
<i>E2</i>	Herramienta menor	--	--	--	--
<i>E3</i>	Porticos de Izaje	--	--	--	--
				PARCIAL M	--
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA	COSTO UNITARIO D=C*K
<i>P1</i>	Mecánico de montaje	--	--	--	--
<i>P2</i>	Estibadores	--	--	--	--
				PARCIAL N	--
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B	CONSUMO C=A*B
<i>M1</i>	Tubería de 6"	--	--	--	--
<i>M2</i>	Ropa de trabajo: Kit	--	--	--	--
				PARCIAL O	--
	TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)			----	
	UTILIDAD (30%)			---	
	COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)			----	
	OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)			---	
	TOTAL			---	

Tabla 1. Formato de tabla para el cálculo de valores del suministro de tubería.

3.2.2 ESTUDIOS DE TOPOGRAFÍA

La topografía y planimetría es el paso inicial en la preparación del derecho de vía de construcción. Una cuadrilla de prospección marca cuidadosamente con estacas los límites externos del derecho de vía, la ubicación central de la tubería, las líneas centrales de drenaje, elevaciones, carreteras, cruces de ríos y riachuelos, así como áreas de trabajo temporales tales como asentamientos, cruces de ríos y áreas de campamento. En la tabla 2 se muestra se muestra el formato a utilizar para el cálculo de los valores de los estudios de topografía.

3.2.3 EXCAVACIÓN Y RELLENO

Para colocar la tubería bajo tierra se requiere de una zanja, la misma que se logra utilizando retroexcavadoras; es posible que el estrato de rocas en ciertas áreas pueda requerir el uso de explosivos; esto se realiza de acuerdo a leyes ecuatorianas. La zanja es lo suficientemente profunda para permitir una cubierta apropiada entre la porción superior de la tubería y la superficie final del suelo luego de la colocación del relleno, teniendo en cuenta el grado de inclinación del terreno durante el proceso de excavación, corte de la zanja y su posterior relleno.

3.2.4 MEJORAMIENTO DEL SUELO

Luego de completar el trabajo de planimetría y topografía se procede al desbroce y mejoramiento del suelo del derecho de vía. En la tabla 3 se muestra el formato a utilizar para el cálculo del mejoramiento del suelo.

<i>RUBRO</i>	<i>Estudios de Topografía</i>	<i>R=UNIDAD / HORA</i>	---		
UNIDAD	Km	K=HORA / UNIDAD	----		
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B	COSTO UNITARIO D=C*K
<i>E1</i>	Herramienta menor	--	--	--	--
				PARCIAL M	--
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA	COSTO UNITARIO D=C*K
<i>P1</i>	Topógrafos	--	--	--	--
<i>P2</i>	Ayudantes de Topografía	--	--	--	--
				PARCIAL N	--
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B	CONSUMO C=A*B
<i>M1</i>	Ropa de trabajo: Kit	U	--	--	--
				PARCIAL O	--
				TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	----
				UTILIDAD (30%)	---
				COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	----
				OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	---
				TOTAL	---

Tabla 2. Formato de tabla para el cálculo de valores del estudios de topografía

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	RUBRO	Mejoramiento de suelo	R=UNIDAD / HORA	---	
	UNIDAD	ml	K=HORA / UNIDAD	----	
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B	COSTO UNITARIO D=C*K
E1	Moto niveladora	--	--	--	--
E2	Herramienta menor	--	--	--	--
				PARCIAL M	--
		TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)		----	
		UTILIDAD (30%)		---	
		COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)		----	
		OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)		---	
		TOTAL		---	

Tabla 3. Formato de tabla para el cálculo de valores del mejoramiento del suelo.

3.2.1 HORMIGÓN SIMPLE F´C=120

El hormigón se lo utiliza en áreas donde no es práctico enterrar la tubería; en estos casos la tubería será apoyada en marcos tipo H o en soportes de hormigón, para el caso presente se utiliza hormigón con una resistencia de 120 kg/cm². En la tabla 4 se muestra formato a utilizar para el cálculo de valores del hormigón simple.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	RUBRO	Hormigón Simple f'c=120	R=UNIDAD / HORA	---	
	UNIDAD	m3	K=HORA / UNIDAD	----	
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B	COSTO UNITARIO D=C*K
E1	Montacargas	--	--	--	--
E2	Herramientas	--	--	--	--
E3	Mezcladora	--	--	--	--
				PARCIAL M	--
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA	COSTO UNITARIO D=C*K
P1	Mecánico de montaje	--	--	--	--
P2	Estibadores	--	--	--	--
				PARCIAL N	--
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B	CONSUMO C=A*B
M1	Hormigón Simple f'c=120	m 3	--	--	--
M2	Ropa de trabajo: Kit	U	--	--	--
				PARCIAL O	--
				TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	----
				UTILIDAD (30%)	---
				COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	----
				OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	---
				TOTAL	---

Tabla 4. Formato de tabla para el cálculo de valores del hormigón simple f'c=120 kg/cm2.

3.2.2 POSICIONAMIENTO DE TUBERIA

En los tramos donde la línea de la tubería debe ser colocada aérea, se utilizan soportes de concreto o armazones estructurales tipo H. La profundidad total de penetración para los soportes varía dependiendo de la ubicación y condiciones del suelo, pero son instalados a la profundidad requerida para proveer la estabilidad de la tubería a largo plazo. En la tabla 5 se muestra formato a utilizar para el cálculos de valores del hormigón simple.

3.2.3 SOLDADURA DE LINEA

Después de acoplar y apuntalar la línea por la cual va a ser instalada la tubería de acero, es colocada sobre soportes temporales que generalmente se las construye de madera en forma de plataformas al lado de la zanja o sobre el soporte estructural. Los extremos de los tubos son alineados cuidadosamente y soldados con paso múltiple para lograr una completa penetración de la soldadura. Es fundamental que en el proyecto solo se empleen soldadores calificados para realizar las actividades de soldadura. En la tabla 6 se muestra formato a utilizar para el cálculos de valores de la soldadura de tubería.

3.2.4 LIMPIEZA Y PROTECCIÓN DE LOS CORDONES DE SOLDADURA

La limpieza y protección de los cordones de soldadura abarca desde la que se realiza antes del proceso de soldadura como la preparación del biselado y posterior limpieza post soldado retirando los excesos de escoria y demás; conociendo esto se menciona que luego de la prueba del segmento de tubería y el rellenado de la zanja, se remueven del área todos los restos y desechos de construcción, estructuras temporales, equipo de construcción y personal.

3.2.1 INSPECCIÓN DE SOLDADURA

Luego de la soldadura se procede a una inspección visual y las áreas de las juntas soldadas son revestidas con una capa de material compatible con el revestimiento de pintura epóxica o de polipropileno según especificaciones recomendadas por el fabricante. El revestimiento de las secciones remanentes de tubería completadas es inspeccionado y cualquier daño es reparado de inmediato.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	RUBRO	Posicionamiento de tubería	R=UNIDAD / HORA	---
	UNIDAD	ml	K=HORA / UNIDAD	----
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B
<i>E1</i>	Herramienta menor	--	--	--
			PARCIAL M	--
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA
<i>P1</i>	Mecánico de montaje	--	--	--
<i>P2</i>	Estibadores	--	--	--
			PARCIAL N	--
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B
<i>M1</i>	Ropa de trabajo: Kit	U	--	--
			PARCIAL O	--
			TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	----
			UTILIDAD (30%)	---
			COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	----
			OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	---
			TOTAL	---

Tabla 5. Formato de tabla para el cálculo de valores del posicionamiento de tubería.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

RUBRO	Soldadura de Tubería	R=UNIDAD / HORA	---		
UNIDAD	ml	K=HORA / UNIDAD	----		
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B	COSTO UNITARIO D=C*K
E1	Motosoldadora a Diesel (500 A, 10Hp)	--	--	--	--
E2	Herramienta menor	--	--	--	--
E3	Compresor	--	--	--	--
E3	Termos	--	--	--	--
				PARCIAL M	--
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA	COSTO UNITARIO D=C*K
P1	Soldadores API	--	--	--	--
P2	Ayudante de soldadura	--	--	--	--
P3	Pintores	--	--	--	--
P4	Ayudantes de pintura	--	--	--	--
P5	Estibadores			PARCIAL N	--
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B	CONSUMO C=A*B
M1	Electrodos E6010/37018	Kg	--	--	--
M2	Gratas	U	--	--	--
M3	Pintura epóxica	Gal	--	--	--
M4	Ropa de trabajo: Kit 1	U	--	--	--
M5	Ropa de trabajo: Kit 2	U	--	--	--
				PARCIAL O	--
				TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	----
				UTILIDAD (30%)	---
				COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	----
				OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	---
				TOTAL	---

Tabla 6. Formato de tabla para el cálculo de valores de la soldadura de tubería.

3.3PRESUPUESTO

El presupuesto es el plan financiero estimado para un proyecto, para el cual se requiere administrar fondos. Este documento debe incluir los gastos en los que se prevé incurrir en un período de tiempo determinado, como también el ingreso que se generará durante el transcurso del proyecto.

3.4PRECIOS REFERENCIALES

Los precios referenciales para el llenado de las tablas, para el cálculo del presupuesto del oleoducto, se toma referencia de la Contraloría General del Estado de la República del Ecuador, dichos precios corresponden al año 2021.

3.5TIEMPO DE VIDA ÚTIL

Dado al estudio realizado y la durabilidad de los materiales se puede considerar que la vida útil del Oleoducto es de 20 años aproximadamente ya que si se mantiene un correcto mantenimiento se puede extender este tiempo.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS

4.1 PARAMETROS TÉCNICOS

Los parámetros técnicos para el diseño del oleoducto son los siguientes:

- El caudal sostenible desde la estación de bombeo Esmeraldas hasta la refinería La Libertad es de 50 000 barriles diarios de crudo, considerando un 15 % de factor de seguridad y 2% del total del volumen transportado diariamente para hornos y motores. Tenemos un total de 60000 barriles diarios.
- El crudo que se transporta está en el rango de 18 grados API a 70 °F y 30 grados API a 70 °F.
- Motores con combustible diésel de combustión interna funcionan como impulsores de las bombas.
- Bombas de refuerzo son de tipo tornillo (booster)
- Hornos e intercambiadores de calor
- Bombas principales de bombeo tipo centrífugas.
- Las estructuras como casetas o refugios se edifican para facilitar la operación del trabajo de mantenimiento de una manera segura y óptima.
- La potencia eléctrica de los sistemas de potencia es de 60 Hertz.

4.2. RUTA DE TUBERIA

La ruta del oleoducto va por el lado derecho de la vía desde Esmeraldas hasta La Libertad, se detallan a continuación que en algunos tramos de la vía no se seguirá la ruta por siguientes causas:

- En infraestructuras construidas anteriormente.
- Zonas con inestabilidad geológica
- Zonas de ríos, se construirá sobre soporte tipo H
- Zonas con derecho de vía ocupadas por otras tuberías

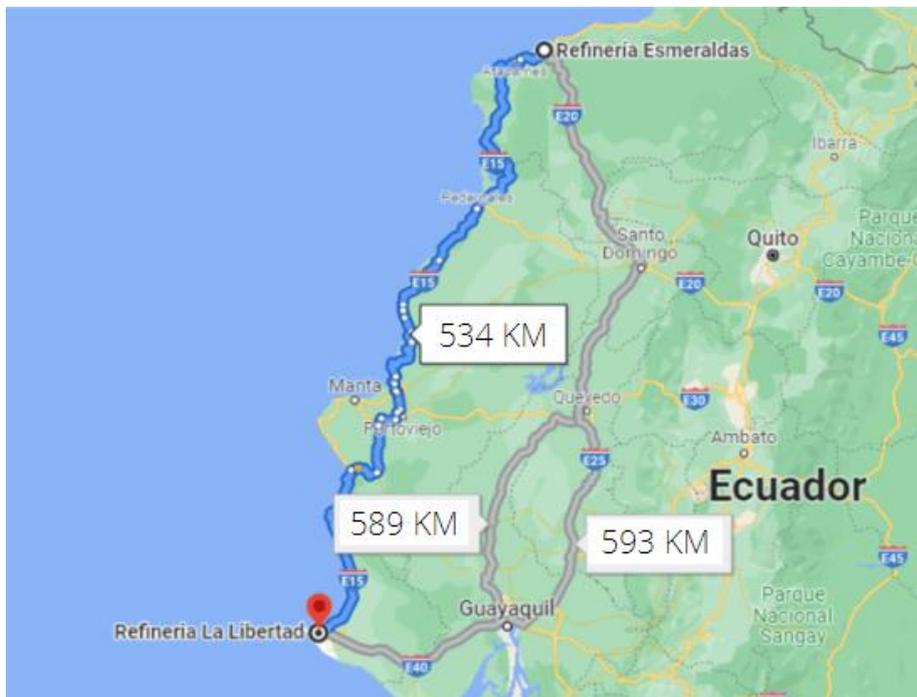


Figura 15. Ruta de tubería por el perfil costanero.

La ruta de la tubería se verá afectado por accidentes geográficos, debido a esto, se toma en consideración enterrar dicho tramo o apoyarla sobre un soporte tipo H.

4.3. SUMINISTRO DE TUBERIA

En la tabla 7 se muestra los rubros para el suministro de la tubería con las siguientes características:

- Diámetro de 6 pulgadas
- Longitud de 12 metros cada tubo
- Tubería a utilizar es A572 cedula 40

Con una longitud lineal total de 1068 kilómetros se necesitarán 89000 tubos con una longitud de 12 metros cada uno y con un peso de 563.31 kilogramos, dando como resultado un total de 50`134590 kilogramos de tendido de tubería.

El tiempo previsto para el suministro de tubería es de 120 días con una jornada laboral de 10 horas teniendo como resultado 1200 horas, obteniendo un rendimiento de 41779 kilogramos por hora.

Con un 30% de utilidad establecida y con 0.7 % de gastos administrativos y costos indirectos se muestra en la Tabla 7 como precio unitario de tendido \$0.40 por cada kilogramo de tubería.

4.4. ESTUDIOS DE TOPOGRAFÍA

En la Tabla 8 que se establece a continuación, se muestra los rubros para el estudio de topografía con las siguientes características:

- Longitud total de tendido de tubería de 534 kilómetros
- Diámetro de tubería 6 pulgadas

El tiempo a emplear es de 1500 horas en 150 días con una carga laboral de 10 horas diarias, donde trabajan 2 topógrafos y 4 ayudantes con un rendimiento de 0.35 kilómetros por hora.

Con un 30% de utilidad establecida y con 0.7 % de gastos administrativos y costos indirectos se muestra en la Tabla 8 como precio unitario del estudio topográfico de \$298.33 por cada kilómetro trabajado.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	RUBRO	Suministro de tubería d=6"; L=12m	R=UNIDAD / HORA	41779
	UNIDAD	Kg	K=HORA / UNIDAD	0.000024
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B
E1	Grúa 06 T	2	15	30
E2	Herramienta menor	2	0.50	1
E3	Porticos de Izaje	4	1.50	6
			PARCIAL M	0.000888
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA C=A*B
P1	Mecánico de montaje	1	10	10
P2	Estibadores	8	3	24
			PARCIAL N	0.00082
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B
M1	Tuberñia de 6"	Kg	1	0.3
M2	Ropa de trabajo: Kit	U	0.00125	5
			PARCIAL O	0.30625
			TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	0.307958
			UTILIDAD (30%)	0.092387
			COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	0.000616
			OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	0.001540
			TOTAL	0.402401

Tabla 7. Rubros para el suministro de tubería

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	RUBRO	Estudios de Topografía	R=UNIDAD / HORA	0.35	
	UNIDAD	Km	K=HORA / UNIDAD	2.85	
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B	COSTO UNITARIO D=C*K
<i>E1</i>	Herramienta menor	2	0.50	1	2.85
				PARCIAL M	2.85
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA	COSTO UNITARIO D=C*K
<i>P1</i>	Topógrafos	2	10	20	57
<i>P2</i>	Ayudantes de Topografía	8	3	24	68.4
				PARCIAL N	125.4
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B	CONSUMO C=A*B
<i>M1</i>	Ropa de trabajo: Kit	U	0.20	500	100
				PARCIAL O	100
			TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	228.25	
			UTILIDAD (30%)	68.475	
			COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	0.465	
			OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	1.141	
			TOTAL	298.331	

Tabla 8. Rubro de estudio de topografía

4.5. MEJORAMIENTO DE SUELO

En la Tabla 9 se muestra los rubros para el mejoramiento de suelo con las siguientes características:

- Longitud total 534 kilómetros
- Diámetro 6 pulgadas

Se empleará un tiempo de 1200 horas en 120 días con una carga laboral de 10 horas por día, dando a lugar un rendimiento de 295 metros por cada hora de trabajo.

Con un 30% de utilidad establecida y con 0.7 % de gastos administrativos y costos indirectos se muestra en la Tabla 9 como precio unitario del mejoramiento de suelo de \$0.36 por cada metro lineal de suelo mejorado con la motoniveladora.

4.6. HORMIGÓN SIMPLE

En la Tabla 10 se muestra los rubros para la implementación del hormigón simple con las siguientes características:

- Tipo de hormigón $f'c=120$
- Longitud lineal 1068 kilómetros

Con una distancia lineal de 1068 kilómetros de tendido de tubería se necesitan 89000 tubos de 12 metros de longitud cada uno, el tiempo previsto a emplear para la cementación es de 400 días con una carga laboral de 10 horas diarias, dando como resultado 4000 horas para cubrir 160200 metros cúbicos.

Con un 30% de utilidad establecida y con 0.7 % de gastos administrativos y costos indirectos se muestra en la Tabla 10 como precio unitario del suministro de hormigón simple de \$77.33 por cada metro cúbico utilizado.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	RUBRO	Mejoramiento de suelo	R=UNIDAD / HORA	295	
	UNIDAD	m3	K=HORA / UNIDAD	0.003	
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA	COSTO UNITARIO
				C=A*B	D=C*K
E1	Moto niveladora	6	15	90	0.27000
E2	Herramienta menor	6	0.50	3	0.00900
				PARCIAL M	0.27900
				TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	0.279000
				UTILIDAD (30%)	0.083700
				COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	0.000558
				OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	0.001395
				TOTAL	0.364654

Tabla 9. Rubro de mejoramiento de suelo

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	RUBRO	Hormigón Simple f'c=120	R=UNIDAD / HORA	40	
	UNIDAD	m3	K=HORA / UNIDAD	0.025	
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B	COSTO UNITARIO D=C*K
E1	Montacargas	11	35	385	9.625
E2	Herramientas	11	0.50	5.5	0.1375
E3	Mezcladora	11	25	275	6.875
				PARCIAL M	16.6375
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA	COSTO UNITARIO D=C*K
P1	Mecánico de montaje	3	10	30	0.75
P2	Estibadores	20	3	60	1.5
				PARCIAL N	2.25
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B	CONSUMO C=A*B
M1	Hormigón Simple f'c=120	m 3	1	39.28	39.28
M2	Ropa de trabajo: Kit	U	2	0.5	1
				PARCIAL O	40.28
				TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	59.17
				UTILIDAD (30%)	17.75
				COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	0.118
				OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	0.2958
				TOTAL	77.33

Tabla 10. Rubro de hormigón simple a utilizar

4.7. POSICIONAMIENTO DE TUBERÍA

En la Tabla 11 se muestra los rubros para el posicionamiento de tubería con las siguientes características:

- Distancia total 1068 kilómetros
- Diámetro de tubería de 6 pulgadas

Se estima un tiempo de 800 días con una carga laboral de 10 horas por día, con 8000 horas en total se obtiene un rendimiento de 11.125 milímetros de posicionamiento de tubería por cada hora

Con un 30% de utilidad establecida y con 0.7 % de gastos administrativos y costos indirectos se muestra en la Tabla 10 como precio unitario del posicionamiento de la tubería con \$6.94 por cada metro de tubería posicionada.

4.8. SOLDADURA EN LÍNEA

En la Tabla 12 se muestra los rubros para la soldadura de los tubos con las siguientes características:

- 1`068 000 metros lineales
- 89 000 tubos de acero

Se implementará 800 días para soldar una distancia de 1068 kilómetros con una carga horaria de 10 horas, con 8000 horas soldarán 89 000 tubos de acero de 6 pulgadas de diámetro con un rendimiento de 133.5 metros lineales de tubería soldada por hora.

Con un 30% de utilidad establecida y con 0.7 % de gastos administrativos y costos indirectos se muestra en la Tabla 12 como precio unitario de la soldadura de \$43.35 por cada metro de tubería tendida.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	RUBRO	Posicionamiento de tubería	R=UNIDAD / HORA	11.125
	UNIDAD	ml	K=HORA / UNIDAD	0.09
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA
				COSTO UNITARIO
			C=A*B	D=C*K
<i>E1</i>	Herramienta menor	8	0.50	4
				0.36
			PARCIAL M	0.36
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA
				COSTO UNITARIO
				D=C*K
<i>P1</i>	Mecánico de montaje	1	10	10
				0.9
<i>P2</i>	Estibadores	10	3	30
				2.7
			PARCIAL N	3.6
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B
				CONSUMO C=A*B
<i>M1</i>	Ropa de trabajo: Kit	U	0.27	5
				1.35
			PARCIAL O	1.35
		TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)		5.31
		UTILIDAD (30%)		1.59
		COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)		0.01
		OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)		0.03
		TOTAL		6.94

Tabla 11. Rubro de posicionamiento de tubería

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

RUBRO	Soldadura de Tubería	R=UNIDAD / HORA	133.5		
UNIDAD	ml	K=HORA / UNIDAD	0.0075		
COD	EQUIPOS	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C=A*B	COSTO UNITARIO D=C*K
E1	Motosoldadora a Diesel (500 A, 10Hp)	20	12	240	1.8
E2	Herramienta menor	20	1	20	0.15
E3	Compresor	4	0.5	2	0.015
E3	Termos	20	0.2	4	0.03
				PARCIAL M	1.99
COD	PERSONAL	CANTIDAD B	JORNAL / HORA B	COSTO HORA	COSTO UNITARIO D=C*K
P1	Soldadores API	20	15	300	2.25
P2	Ayudante de soldadura	20	5	100	0.75
P3	Pintores	4	6	24	0.18
P4	Ayudantes de pintura	4	3	12	0.09
P5	Estibadores	10	3	30	0.225
				PARCIAL N	3.495
COD	Materiales	UNIDAD	CANTIDAD A	COSTO UNITARIO B	CONSUMO C=A*B
M1	Electrodos E6010/37018	Kg	0.2329	18	4.19
M2	Gratas	U	0.3000	35	10.5
M3	Pintura epóxica	Gal	0.1	80	8
M4	Ropa de trabajo: Kit 1	U	0.5	5	2.5
M5	Ropa de trabajo: Kit 2	U	0.5	5	2.5
				PARCIAL O	27.69
				TOTAL COSTOS DIRECTOS X=(M+N+O+P)	33.175
				UTILIDAD (30%)	9.95
				COSTOS ADMINISTRATIVOS (0,2%)	0.066
				OTROS COSTOS INDIRECTOS (0,5%)	0.16
				TOTAL	43.35

Tabla 12. Rubro de soldadura de tuberí

4.9 ESTACIONES DE BOMBEO

En las estaciones se recibirán el crudo que pasará por un proceso de filtrado, para evitar afectaciones en los equipos con los que entrará en contacto durante su recorrido. De ser necesario, el crudo se calienta a través de hornos intercambiadores de energía (calor) y esto ayudará a reducir la viscosidad.

Se instalan bombas centrífugas, las mismas que dan la energía necesaria para el desplazamiento del crudo hasta la siguiente estación, estas bombas utilizan motores de combustión interna que usan petróleo como combustible.

Los equipos a utilizar por estación serán los siguientes:

- Skids de medición
- Hornos
- Intercambiador de calor
- Bombas principales
- Bombas de refuerzo
- Sistema de G. de energía
- Sistema contra incendio
- Sistema abierto y cerrado para control de flujo de salida
- Válvulas controladoras de presión
- Tanque de alivio

Se utilizarán 10 estaciones bombeo a lo largo de los 534 km a una distancia de 53 km entre estaciones, el costo aproximado de cada estación es de \$ 200 000.

4.10 PRESUPUESTO

En la tabla 13 se presenta los precios totales con las cantidades requeridas de todos los materiales a utilizar en la construcción del oleoducto.

		<i>UNIDAD</i>	<i>CANTIDAD</i>	<i>PRECIO UNITARIO</i>	<i>PRECIO TOTAL</i>
1	Suministro de tubería	kg	50`134590	\$ 0.40	\$ 20`053 836
2	Estudio Topográficos	km	534	\$ 298.33	\$ 156 308.22
3	Mejoramiento de Suelo	m	534000	\$ 0.36	\$ 192 240
4	Hormigón Simple	m3	160200	\$ 77.33	\$ 12`388 266
5	Posicionamiento de Tubería	m	1068000	\$ 6.94	\$ 7`411 920
6	Soldadura de tubería	m	1068000	\$ 43.35	\$ 46`297 800
7	Estaciones de bombeo	U	10	\$ 200 000	2`000 000
				TOTAL	\$ 89`000 370.22

Tabla 13. Presupuesto total por construcción del oleoducto.

En la siguiente figura se obtienen los valores del TIR que es del 16 % en el séptimo año. El proyecto es aceptable ya que las normas ecuatorianas establecen como mínimo que sea del 12%.



Figura 16. Cálculo de VAN y TIR en un periodo de 7 años.

En la siguiente figura se obtienen valores dónde se visualiza el cálculo de ganancias a obtener durante los 20 años de utilidad del oleoducto.

Ganancias en 20 años						
Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
\$ 10.945.897,98	\$ 32.845.897,98	\$ 54.745.897,98	\$ 76.645.897,98	\$ 98.545.897,98	\$ 120.445.897,98	\$ 142.345.897,98
Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
\$ 164.245.897,98	\$ 186.145.897,98	\$ 208.045.897,98	\$ 229.945.897,98	\$ 251.845.897,98	\$ 273.745.897,98	\$ 295.645.897,98

Figura 17. Cálculo de ganancias en 20 años

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Según las presiones con las que se van a trabajar se escogió la tubería A572 cedula 40 con tubos de longitudes de 12 metros y con 6 pulgadas de diámetro de acero aplicando la norma API 5L.
- Según el diseño realizado y tomando en cuenta el precio referencial para los 20 años se obtiene un VAN de \$10`945 897,98. Pagándose el proyecto en 7 años tomando en cuenta su mantenimiento.
- Se concluye que la rentabilidad del proyecto es factible para el sistema de bombeo de 60 000 barriles de petróleo por día a un costo de 50 centavos el barril, esto queda demostrado en el estudio realizado de flujo de caja.

5.2. RECOMENDACIONES

- Mantener listas de precio actualizada para obtener presupuestos reales y minimizar la incertidumbre de costos.
- No confundir la disminución de costos con optimización teniendo en cuenta la calidad del producto y seguir las normas internacionales.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP). (2002). Obtenido de Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos:
https://www.enerclub.es/extfrontenerclub/img/File/nonIndexed/petroleo/secciones/pdf/caps_todos/AOP%20FICHAS%20DIDACTICAS.pdf
- Bicentenario*. (12 de 2011). Obtenido de <https://www.bicentenario.com.co/index.php/quienes-somos-2/el-oleoducto>
- Blanca, R. S. (2006). *Diseño y desarrollo de herramienta computacional para el cálculo de análisis nodal en pozos de petróleo*. Caracas.
- Castañeda, M. (2016). ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO DE UN GASODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL HACIA CENTROAMERICA DESDE COLOMBIA. Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=http%3A%2F%2Ftangara.uis.edu.co%2Fbiblioweb%2Ftesis%2F2016%2F161005.pdf&clen=4912953&chunk=true
- CEPET, & PDVSA. (11 de 1997). *Scribd*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/473292999/356759276-Manual-de-Diseño-de-Proceso-PDVSA-Bombas-pdf>
- Escobar, F. A., & Mayen., I. A. (2013). Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/7737/1/TESIS%20INGENIERIA%20DE%20PRODUCCION%20Y%20PRODUCTIVIDAD%20DE%20POZOS.pdf>
- González, K., & González, M. (2020). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO DE SISTEMAS E CALENTAMIENTO PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS.
- Google Sites*. (2017). Obtenido de <https://sites.google.com/site/flujomultifasicogasliquido2017/definiciones-de-patrones-de-flujo-y-clasificaciones>
- Lino, J. J., & Baque, W. B. (2014). *DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN CON CAPACIDAD PARA EL MANEJO DE 50.000 BARRILES DE CRUDOS PESADOS*. La Libertad.
- López, J. A. (2012). Estudio de factibilidad técnica y económica de la instalación de un oleoducto en el área Los Bastos. Obtenido de <http://ri.itba.edu.ar/handle/123456789/422>
- Martin, E. (2022). *Emprendimientos Metalúrgicos S.R.L*. Obtenido de <http://emsrl.com.ar/manifold/>
- Rodriguez, L. T. (2010). *Estudio y diagnóstico del uso adecuado de accesorios, bridas, válvulas, tuberías en los diferentes sistemas de producción y tratamiento de gas, agua y petróleo*. Quito.

Sitong Boiler. (2014). Obtenido de https://es.sitong-boiler.com/product/oil-gas-fired-boiler/caldera_de_condensaci_n_de_gas_y_petr_leo_136.html

STEEL, S. F. (2020). Obtenido de <http://spanish.seamless-steeltube.com/sale-12909269-natural-gas-transport-api-5l-psl1-petroleum-steel-pipe.html>

TASC. (2021). Obtenido de <https://tasc.es/oleoductos/>

Taval. (7 de 11 de 2021). Obtenido de http://www.taval.com.ar/equipo.php?id_catalogo=25

Torres, P. M. (2019). Obtenido de <https://epmex.org/news/2020/04/25/flujo-de-fluidos-en-tuberias/>