



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE
CRUDO PESADO EN UNA RED DE OLEODUCTOS EN GUATEMALA**

Pablo Manuel Arzú Salazar

Asesorado por el Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma

Guatemala, septiembre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE
CRUDO PESADO EN UNA RED DE OLEODUCTOS EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

PABLO MANUEL ARZÚ SALAZAR

ASESORADO POR EL ING. CARLOS ANÍBAL CHICOJAY COLOMA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Álvaro Antonio Ávila Pinzón
EXAMINADOR	Ing. Edwin Estuardo Sarceño Zepeda
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN UNA RED DE OLEODUCTOS EN GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica, con fecha mayo de 2012.



Pablo Manuel Arzú Salazar



Guatemala, 15 de julio de 2013
REF.EPS.DOC.725.07.13.

Inga. Sigríd Alitza Calderón de León De de León
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Calderón de León De de León.

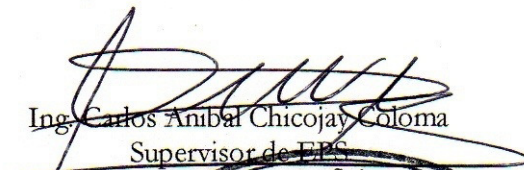
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Pablo Manuel Arzú Salazar** de la Carrera de Ingeniería Mecánica, con carné No. 200715284, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN UNA RED DE OLEODUCTOS EN GUATEMALA”**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Ing. Carlos Anibal Chicojay Coloma
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Mecánica



c.c. Archivo
CACC/ra



Guatemala, 15 de julio de 2013
REF.EPS.D.481.07.13

Ing. Julio César Campos Paiz
Director Escuela de Ingeniería Mecánica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Campos Paiz:

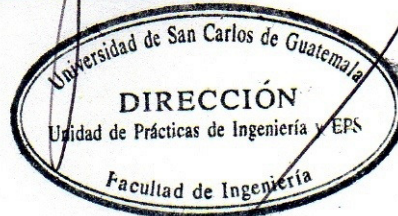
Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado "**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN UNA RED DE OLEODUCTOS EN GUATEMALA**" que fue desarrollado por el estudiante universitario **Pablo Manuel Arzú Salazar** quien fue debidamente asesorado por el Ing. Juan Rodolfo Monzón Sánchez y supervisado por el Ingeniero Carlos Anibal Chicojay Coloma.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Director apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Juan Merck Cos
Director Unidad de EPS



JMC/ra

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA**

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, después de conocer el dictamen del asesor, con la aprobación del Director del Ejercicio Profesional Supervisado, E.P.S., al Trabajo de Graduación, **PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN UNA RED DE OLEODUCTOS EN GUATEMALA** del estudiante **Pablo Manuel Arzú Salazar**, procede a la autorización del mismo.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Julio César Campos Paiz
DIRECTOR



Guatemala, julio de 2013.

JCCP/behdei

191.13

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 615.2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN UNA RED DE OLEODUCTOS EN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Pablo Manuel Arzú Salazar**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 4 de septiembre de 2013

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Mis padres** Leónidas Arzú y Thelma de Arzú, por darme la vida, un techo y los valores que me definen. Por creer siempre en mí y motivarme a conseguir lo que me proponga en la vida.
- Mi novia** Judith Estrada, por darle un propósito a mi vida, motivarme a querer mejorar día a día y apoyarme en las buenas y en las malas.
- Mis hermanos** Andrés y Laura Arzú, por influenciar tanto en mi vida, aconsejarme siempre y guiarme en mi camino personal y profesional.
- Mis abuelos** Francisco Salazar (q.e.p.d.) y Thelma de Salazar, por criarme y apoyarme en todo momento.
- Mi padrino** José Ruiz, por ser guía en mi formación académica desde muy joven y ya que sin él nada de esto hubiera sido posible.
- Mis amigos** De la facultad, con los que compartí estos años universitarios que quedarán grabados en mi memoria por siempre y por apoyarme cuando lo necesitaba.

AGRADECIMIENTOS A:

- Ing. Juan Rodolfo Monzón** Quien fue el asesor externo de este proyecto.
- Ing. Carlos Chicojay** Quien fue el supervisor de este proyecto.
- Ing. Marlon Ayala e
Ing. José Ruiz** Por haberme abierto las puertas en la empresa para poder desarrollar este Estudio Profesional Supervisado.
- Ing. César Suárez** Por guiarme durante todo el proceso dentro de la empresa.
- Perenco Guatemala Limited** En especial a todo el personal administrativo y operativo del Departamento de Oleoducto en la empresa, por apoyarme en mis tareas durante el Estudio Profesional Supervisado.
- Mis catedráticos** Por la preparación académica que me dieron.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. FASE DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. Generalidades de la operación petrolera	1
1.1.1. Petróleo crudo	1
1.1.1.1. Características del petróleo crudo.....	2
1.1.2. Formación del petróleo	3
1.1.2.1. Formación de yacimientos.....	3
1.1.3. Exploración y producción petrolera en el mundo.....	4
1.1.3.1. Exploración petrolera.....	5
1.1.3.2. Producción petrolera	8
1.1.3.3. Refinación	9
1.1.3.4. Transporte de petróleo crudo	15
1.2. Operación petrolera en Guatemala.....	17
1.2.1. Antecedentes de la industria petrolera	18
1.2.2. Actualidad de la industria petrolera.....	19
1.2.2.1. Operación dentro de la empresa	20
1.1.1.2 Refinería La Libertad	21
1.2.2.2. Oleoducto	27
1.2.2.3. Terminal Piedras Negras.....	33
1.2.2.4. Conciencia ambiental	35

1.3.	Problemática	37
1.3.1.	Problemas de transporte	37
1.3.1.1.	Viscosidad.....	38
1.3.1.2.	Temperaturas relativamente bajas en época fría	40
1.3.1.3.	Inyección de subproductos proveniente de la refinería	41
1.3.1.4.	Consecuencias aguas arriba.....	43
2.	FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL	47
2.1.	Optimización del transporte de crudo pesado en el oleoducto ..	47
2.1.1.	Estación intermedia Las Pozas	47
2.1.1.1.	Caserío Las Pozas.....	47
2.1.1.2.	Terreno y facilidades existentes.....	48
2.1.1.3.	Diseño.....	50
2.1.1.4.	Costos.....	69
2.1.1.5.	Plan de implementación, arranque y paro.....	71
2.1.2.	Dilución de derivados livianos de la refinería en producto proveniente del campo de extracción.....	73
2.1.2.1.	<i>Blend</i>	74
2.1.2.2.	Nafta	77
2.1.2.3.	<i>Diesel</i> comercial.....	83
2.1.3.	Reductores de viscosidad	86
2.1.3.1.	Propuesta.....	86
2.1.3.2.	Costos.....	88
2.1.4.	Simulación de operación de oleoducto en software.....	89
2.1.4.1.	Software seleccionado	89

2.1.4.2.	Diseño y simulación.....	90
2.1.4.3.	Utilidad de estación móvil Las Pozas ..	91
2.1.4.4.	Resultados	92
3.	FASE DE DOCENCIA	95
3.1.	Resultados.....	95
3.1.1.	Análisis de resultados.....	97
3.1.2.	Presentación de resultados	98
	CONCLUSIONES	99
	RECOMENDACIONES.....	101
	BIBLIOGRAFÍA.....	103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama de un desalador	10
2.	Proceso de destilación atmosférica.....	13
3.	Proceso de destilación al vacío	14
4.	Proceso de la planta de asfalto	24
5.	Planta de <i>diesel clean</i>	26
6.	Tubería de 10 pulgadas	27
7.	Oleoducto en Guatemala	29
8.	Estación de bombeo Chahal, Alta Verapaz.....	30
9.	Bomba de desplazamiento positivo.....	32
10.	Motor de combustión interna.....	33
11.	Puerto Santo Tomás de Castilla.....	34
12.	Motor eléctrico.....	36
13.	Gráfica de comportamiento de bombeo en época fría	40
14.	Gráfica de aumento en proporción de reducido en oleoducto.....	43
15.	Comportamiento de almacenamiento en campo Xan	44
16.	Imagen satelital caserío Las Pozas, Sayaxché, Petén.....	48
17.	Plano de desmembración.....	49
18.	Trailer con plataforma	51
19.	Pipe and Instrument Diagram.....	60
20.	Plano de planta de la estación móvil Las Pozas	62
21.	Planta de estación Las Pozas en terreno existente	64
22.	Diseño final, estación intermedia Las Pozas.....	65

23.	Perspectiva del diseño final de la plataforma con motores Caterpillar y bombas IMO	66
24.	Perspectiva tubería de entrada del diseño final	66
25.	Tubería de salida, de recicló y de alivio	67
26.	Válvula <i>check</i> en tubería de recicló	67
27.	Gráfica de <i>blend</i> fase 2.....	80
28.	Tanque 800, La Libertad Petén	81
29.	Simulación completa oleoducto Xan a TPN.....	90
30.	Resultados de viscosidad utilizando Pipe Flow Expert	91
31.	Déficit de bombeo en oleoducto	93
32.	Gráfica de comparación de costos acumulados 1	95
33.	Gráfica de comparación de costos acumulados 2	96
34.	Gráfica de comparación de costos acumulados 3	96

TABLAS

I.	Especificaciones de tubería de oleoducto	29
II.	Especificaciones de bomba IMO	32
III.	Especificaciones de motor CAT	33
IV.	Porcentaje de reducido bombeado desde la estación Nance	42
V.	Costos anuales por transporte de crudo por camiones	44
VI.	Características y especificaciones de válvulas de alivio	54
VII.	Características y especificaciones de válvula de bola.....	54
VIII.	Características y especificaciones de válvula <i>check</i>	55
IX.	Características y especificaciones de los reductores	55
X.	Características y especificaciones de filtros.....	56
XI.	Características y especificaciones de manómetros.....	56
XII.	Características y especificaciones de la tubería.....	57
XIII.	Características y especificaciones de juntas.....	57

XIV.	Características y especificaciones de Nipolet.....	58
XV.	Equipo de seguridad contra incendios y H ₂ S.....	58
XVI.	Maquinaria de operación	59
XVII.	Costos estimados para la construcción de la estación móvil Las Pozas.....	69
XVIII.	Resultados de mezcla reducido con VGO	75
XIX.	Mezcla de reducido - VGO - aromáticos.....	75
XX.	Resultados de mezcla reducido, VGO con crudo Xan.....	76
XXI.	Resultados de mezcla reducido, VGO y aromáticos con crudo Xan	76
XXII.	Resultados de mezcla reducido con nafta, etapa 1	78
XXIII.	Resultados de mezcla reducido, nafta con crudo Xan, etapa 2.....	79
XXIV.	Costos de modificación de techo flotante	83
XXV.	Resultados de mezcla <i>diesel</i> comercial con reducido	84
XXVI.	Resultados de mezcla <i>diesel</i> comercial con reducido y crudo Xan	84
XXVII.	Resultados crudo Xan seco, Lipesa	87
XXVIII.	Resultados Xan 70% - reducido 30%, Lipesa.....	87
XXIX.	Resultados Xan 30% - reducido 63% - nafta 7%, MI Swaco	88
XXX.	Costo Lipesa, bombeo de 9 000 barriles por día para prueba de campo	89
XXXI.	Costo MI Swaco, bombeo de 9 000 barriles por día para prueba de campo	89
XXXII.	Déficit de bombeo sin la estación Las Pozas.....	93

GLOSARIO

Bitumen	Producto semisólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesado utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos.
Bomba centrífuga	También llamadas impelentes, debido a que tienen un elemento impulsor que hace girar el fluido en la periferia del interior de la bomba aumentando su velocidad.
Bomba de desplazamiento positivo	Son aquellas en que el elemento impulsor es un juego de engranajes o tornillos. Tienen la característica de tener una válvula de alivio, ya que generan altas presiones.
BS&W	Abreviatura de sedimentos y agua (<i>bottoms settlings and water</i>). Cualquier sólido y solución acuosa presente en el petróleo que puede separarse de este.
Cavitación	Fenómeno que ocurre cuando un líquido fluye por una región donde la presión es menor que la presión de vapor, el líquido hierve y forma burbujas de vapor que son transportadas por el líquido hasta llegar a una región de mayor presión, donde el vapor vuelve súbitamente a su estado líquido.

Crudo	Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie.
Crudo reducido	Crudo obtenido en el proceso de destilación luego de la extracción de los combustibles livianos como nafta, <i>kerosina</i> y <i>diesel</i> . Este crudo todavía contiene VGO, el cual se le extrae para la obtención final de asfalto.
Estación aguas abajo	Estación de bombeo que recibe el fluido enviado por la estación aguas arriba.
Estación aguas arriba	Estación de bombeo que envía el fluido hacia la estación aguas abajo.
Geófono	Aparato de alta sensibilidad, los cuales van unidos entre sí por cables conectados a una estación receptora en una sísmica de reflexión.
Gravedad API	Escala adoptada por el American Petroleum Institute para expresar el peso específico del petróleo.
Gravimetría	Se emplea cuando el objeto de estudio es el campo de gravedad o las variaciones de densidad responsables a la variación.
Hidrocarburo	Compuestos orgánicos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno.

Nafta	Fracción ligera del petróleo natural que se obtiene en la destilación de la gasolina, como una parte de está.
Petróleo crudo	Se le denomina así al petróleo obtenido de los yacimientos en estado natural.
Pozo	Determinación dada a la abertura producida por una perforación. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, avanzada y explotación.
Topping	Operación que permite separar combustibles de una mezcla compleja de hidrocarburos, también llamado destilación o fraccionamiento.
VGO	Gasoil de vacío (<i>Vaccum Gas Oil</i>), se obtiene por medio de la destilación al vacío en el proceso de elaboración de asfaltos, se utiliza como combustible de calderas, hornos y como aceite térmico para calentar tanques y líneas de crudo.
Viscosidad	Propiedad de los líquidos, en virtud de la cual ofrecen resistencia al movimiento.
Yacimiento	Depósito mineral cuyo grado de concentración o ley mineral hace que sea económicamente rentable la explotación.

RESUMEN

La industria petrolera en el país, es administrada principalmente por Perenco Guatemala Limited, esta empresa extrae el crudo al norte del país, en el municipio de San Andrés, Petén. Este crudo es transportado mediante un oleoducto de casi 500 kilómetros de largo hasta la terminal Piedras Negras en Puerto Barrios. La producción está entre unos 13 000 barriles de petróleo estándar por día, pero en momentos críticos en donde la viscosidad aumenta disminuyendo la producción hasta unos 4 000 barriles de petróleo estándar por día, esto ocasiona problemas de almacenamiento o en oportunidades de paro producción. Incluso se ha logrado mantener la producción pero utilizando transporte por camiones u operando con una segunda bomba en paralelo, generando costos elevados.

De ahí se genera la necesidad de optimizar el transporte de crudo dentro del oleoducto, siendo el objetivo principal de esta investigación, la cual consta de tres fases:

- Fase de investigación: la cual explicará la teoría mundial y del país respecto a la industria petrolera, desde la exploración hasta el medio de transporte, los problemas que se presentan dentro del oleoducto, así como causas y efectos que ocasionan altas viscosidades en el crudo dentro del oleoducto.
- Fase de Servicio Técnico Profesional: en esta, se explicarán detalladamente las soluciones propuestas, datos operativos y de laboratorio, para verificar si el problema termina solucionándose.

- Fase de docencia: por último en la fase de docencia, se presentarán los resultados encontrados a los supervisores del Departamento de Oleoducto, se analizará la mejor opción y se presentará la solución final.

OBJETIVOS

General

Proponer soluciones con el fin de optimizar el transporte de crudo pesado dentro de una red de oleoducto en Guatemala.

Específicos

1. Definir el problema principal, por el cual el transporte de crudo pesado en una red de oleoducto se complica.
2. Evaluar y diseñar la instalación de una estación de bombeo en el área de la comunidad Las Pozas.
3. Analizar la factibilidad de utilizar sustancias químicas para la reducción de viscosidad en el producto.
4. Generar una simulación en un software especializado, para la operación completa del oleoducto.
5. Utilizar derivados livianos provenientes de la refinería para mezclarlo en los tanques de almacenamiento, con el producto principal para la disminución de la viscosidad.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera, es la industria más importante hoy en día, el petróleo es la fuente de energía más utilizada, empezando desde la cocina hasta las grandes industrias azucareras o de textiles, por eso, es tan importante el petróleo, es la materia más preciada en el mundo, la que mueve el sistema.

En Guatemala, aún con el poco conocimiento en todo el país, hay petróleo, siendo éste del tipo asfáltico. Este petróleo es extraído por Perenco Guatemala Limited, se extrae en el noroccidente del país, en el campo Xan, Petén, cerca de la laguna del Tigre. Ahí es enviado mediante un oleoducto de aproximadamente 500 kilómetros de largo hasta la terminal Piedras Negras en Puerto Barrios, Izabal. El producto es desplazado por la tubería mediante estaciones de bombeo distribuidas por todo el oleoducto, éstas son: Xan, Tamariz, Nance, Raxruhá, Chahal, Semox, Río Frío y TPN (Terminal Piedras Negras).

En esta investigación, se definieron los problemas y posibles soluciones para poder realizar el objetivo principal, que es optimizar el transporte del crudo en el oleoducto. La optimización se deberá de notar en los momentos donde actualmente el transporte se complica, en época fría y cuando la refinería inyecta grandes baches de crudo reducido, en las 2 situaciones; la viscosidad aumenta, complicando el transporte.

Para lograr el objetivo, la empresa ha permitido el ingreso a las áreas de operación, en el Departamento de Oleoducto y recopilar los datos e información necesaria para poder realizar está investigación con el apoyo directamente del gerente general y supervisor de mantenimiento de oleoducto.

Trabajando directamente con el equipo de oleoducto, se establecerán las posibles soluciones, analizando detalladamente cada opción y de ser rentable ejecutar la solución ideal.

1. FASE DE INVESTIGACIÓN

1.1. Generalidades de la operación petrolera

La operación petrolera, consiste en la exploración, extracción, refinamiento, transporte y mercadotecnia de productos derivados del petróleo. Los productos de mayor volumen en la industria son: combustibles y gasolina. El petróleo es la materia prima de muchos productos químicos incluyendo productos farmacéuticos, disolventes, fertilizantes, pesticidas, asfalto, entre otros.

1.1.1. Petróleo crudo

El petróleo es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos; en la mayoría parafinas, naftenos y aromáticos, insolubles en agua. El petróleo es de origen fósil, materia orgánica como *zooplancton* y algas que son depositados en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, con el pasar del tiempo son enterrados bajo pesadas capas de sedimentos, que debido al calor y la presión, durante la diagénesis produce desde betún a hidrocarburos cada vez más ligeros.

Como materia prima está principalmente el plancton del agua salada, que se deposita en lugares exentos de oxígeno y experimentan una descomposición lenta. Según la teoría de Potonie; es el sapropel, que continuamente se está generando a partir de residuos animales y vegetales, especialmente del plancton, en las aguas estancadas, el que entra en la formación del petróleo, originada por descomposición de la sustancia orgánica que toma partes de numerosas sustancias originadas por los organismos.

Con el pasar de millones de años, estos productos ascienden hacia la superficie por su menor densidad, por la porosidad de las rocas sedimentarias, hasta llegar a una capa completamente aislada, evitando que sigan ascendiendo estos productos, se almacenan y se crea un yacimiento petrolífero.

1.1.1.1. Características del petróleo crudo

Son líquidos insolubles en agua y de menor densidad que ella, dicha densidad está comprendida entre 0,75 y 0,95 gramos por mililitro. Los colores varían del amarillo pardusco hasta el negro. Algunas variedades son extremadamente viscosas, mientras que otras son bastante fluidas.

Es habitual clasificar a los petróleos dentro de 3 grandes tipos, considerando los atributos específicos y los subproductos que suministran.

- Petróleos asfálticos: negros, viscosos y de elevada densidad: 0,85-0,95 gramos por mililitro. En la destilación primaria producen poca nafta y abundante *fuel oil*, quedando asfalto como residuo. Son aquellos petróleos que guardan en el interior gran cantidad de hidrocarburos cíclicos y aromáticos.
- Petróleos parafínicas: de color claro, fluidos y de baja densidad: entre 0,75-0,85 gramos por mililitro. Rinden más nafta que los asfálticos. Cuando se refinan los aceites lubricantes se separa parafina.
- Petróleos mixtos: tienen características y rendimientos comprendidos entre las otras dos variedades principales

1.1.2. Formación del petróleo

Es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de *zooplankton* y algas que, depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos. La transformación química (craqueo natural) debida al calor y a la presión durante la diagénesis produce, en sucesivas etapas, desde betún a hidrocarburos cada vez más ligeros. Estos productos ascienden hacia la superficie, por menor densidad, gracias a la porosidad de las rocas sedimentarias.

1.1.2.1. Formación de yacimientos

El petróleo es un compuesto líquido que se forma de manera natural y que se encuentra en formaciones rocosas. Consiste en una compleja mezcla de hidrocarburos de varios pesos moleculares, además de otros compuestos orgánicos. En general se acepta que el petróleo, tanto como otros combustibles fósiles, fueron creados, a partir de los restos de plantas y animales fosilizados tras ser expuestos al calor y presión en la capa terrestre durante cientos de millones de años.

Con el tiempo, los residuos descompuestos fueron cubiertos por capas de lodo y sedimentos, hundiéndolo más en la tierra y conservándolo ahí entre capas calientes y presurizadas que fueron gradualmente transformándose en almacenes naturales de bolsas de petróleo.

1.1.3. Exploración y producción petrolera en el mundo

Estados Unidos y Rusia, cuentan con los pozos más antiguos que son explotados, con una producción media y con costos relativamente altos. El Medio Oriente, es el lugar que concentra las mayores reservas del mundo, es por esto, que allí se sitúan los principales productores y exportadores del petróleo en el mundo.

Estados Unidos, pese a tener una producción muy alta, no es suficiente para satisfacer el consumo interno, por lo que se ve obligado a importar. De hecho, en el 2000 fue el mayor importador de crudo, con 511 millones de toneladas. La zona de los Apalaches fue la primera en ser explotada y actualmente ya casi no queda petróleo, por lo que ahora las explotaciones se centran en las zonas de California, Kansas, Oklahoma, costa del Golfo de México, Texas, Luisiana y la zona central de las Rocosas.

En Rusia se comenzó a producir petróleo en 1870, y de momento extraen suficiente crudo para cubrir las necesidades, e incluso para exportar. Los yacimientos más importantes se encuentran en el Cáucaso, Asia Central, entre el Volga y los Urales, Siberia y Sajalín.

Venezuela comenzó la explotación de crudo en 1914 a manos de la compañía Shell. Pese a que la importancia ha ido disminuyendo desde la década de los 60's cuando la antigua URSS y Oriente Medio mejoraron notablemente las posiciones en el sector. Venezuela sigue siendo uno de los grandes, aportando casi 5 por ciento de la producción mundial, ocupando un puesto de primer orden dentro de los mayores exportadores.

Actualmente este oro negro, posee un lugar primordial en la economía mundial, ya que se puede obtener una gran variedad de productos derivados de él, como plásticos, combustibles, productos farmacéuticos, cauchos sintéticos, entre otros, Generando una revolución en los medios de transporte de mercancías y personas y lo más importante, creando millones de puestos de trabajo.

1.1.3.1. Exploración petrolera

Exploración, es el término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas. Desde los inicios hasta la actualidad, se han ido desarrollando nuevas y complejas tecnologías. Sin embargo, este avance ha permitido reducir algunos factores de riesgo, y no se ha logrado hallar un método que permita de manera indirecta definir la presencia de hidrocarburos. Es por ello que para comprobar la existencia de hidrocarburos, se debe recurrir la perforación de pozos exploratorios.

Los métodos empleados son muy variados, desde el estudio geológico de las formaciones rocosas que están aflorando en superficie, hasta la observación indirecta a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración.

- Herramientas utilizadas

Una de las herramientas más utilizadas son los mapas. Hay mapas de afloramientos, que muestran las rocas que hay en superficie, mapas topográficos y los mapas del subsuelo. Estos últimos quizás sean los más importantes, porque muestran la geometría y posición de una capa de roca en el subsuelo, y se generan con la ayuda de una técnica llamada la sísmica reflexión.

La sísmica reflexión, consiste en provocar mediante una fuente de energía con explosivos enterrados en el suelo entre 3 y 9 metros de profundidad o con camiones vibradores, un frente de ondas elásticas que viajan por el subsuelo y se reflejan en las interfaces por los distintos estratos. Las ondas producidas por la explosión atraviesan las capas subterráneas y regresan a la superficie. Los geófonos las captan y las envían a la estación receptora (sismógrafo), donde mediante equipos especiales de cómputo, se va dibujando el interior de la tierra. El producto final, es una representación del subsuelo, ya sea en 2D o en 3D. La ventaja de la sísmica 3D, es la cantidad de información adicional proporcionada con respecto a la sísmica 2D, con la que se aclara mucho más la incertidumbre acerca de la posición y geometría de las capas subterráneas.

En las primeras fases de la exploración, la magnetometría y la gravimetría permiten determinar el espesor de la capa sedimentaria.

Los estudios gravimétricos se realizan a través de un instrumento llamado gravímetro, el cual registra las variaciones de la aceleración de la gravedad en diferentes puntos de la corteza terrestre, esta herramienta permite explorar lugares distantes de 1 000 o 5 000 metros entre sí. Los valores obtenidos por el gravímetro se ubican en un mapa y se unen los puntos donde la gravimetría es igual, obteniéndose líneas isogravimétricas que revelan la posible estructura profunda.

La magnetometría se basa en el campo magnético terrestre con la latitud, pero también varía en forma irregular debido a la diferente permeabilidad magnética de las distintas rocas de la corteza terrestre. Para este estudio se utiliza el magnetómetro, es un instrumento que sirve para buscar estructuras rocosas para obtener apreciación de la estructura y la conformación de la corteza terrestre.

Un gravímetro y un magnetómetro instalados en el ala fija de un avión, funcionan para ubicar depósitos sedimentarios, inferir la ubicación de la sección sedimentaria más espesa y delinear los límites de la cuenca. El levantamiento aeromagnético junto con el estudio aerogravimétrico, provee un método muy confiable y preciso para determinar la profundidad del depósito sedimentario, comprender la geología regional a fin de limitar económicamente los estudios sísmicos tan costosos.

En la actualidad las imágenes satelitales permiten interpretar en detalle y rápidamente la estructura geológica del terreno, planificar el uso del suelo, y realizar una completa identificación de la hidrografía, de los caminos, diques y poblaciones, entre otras cosas. La aplicación de esta, permite evitar daños inútiles sobre el terreno, efectivizando al máximo el trazado de caminos y picadas de prospección sísmica.

La geoquímica tiene, actualmente una aplicación muy importante, tanto en exploración como en producción, pues permite entender y conocer el origen, de probables rutas de migración y entrapamiento de los hidrocarburos almacenados en el subsuelo. Para aplicar estos métodos, se requieren muestras del terreno a diferentes profundidades para estudiar las características, por eso es necesaria la perforación de pozos profundos.

La exploración petrolera es una inversión de alto riesgo, los costos son elevados y no siempre los resultados son positivos, muchas veces los pozos resultan secos o productores de agua. Si a esto se le suma que el tiempo desde la exploración, el descubrimiento de un nuevo yacimiento hasta el total desarrollo, es sumamente largo, pueden ser años, la inversión es de grandes sumas de dinero, por lo que solo las grandes organizaciones empresariales pueden afrontar estos costos.

1.1.3.2. Producción petrolera

Luego de realizar la perforación del pozo en un yacimiento económico, se prepara para entrar en la producción de petróleo. Después de bajarse el entubado y haberse cementado en el sitio, este y el manto rocoso petrolífero, se perforan utilizando proyectiles especiales o cargas explosivas. Una vez instalada, las válvulas necesarias y el equipo de control, tuberías y equipos de tratamiento en la superficie, el pozo puede entrar en producción. En la mayoría de los casos, la presión interna del yacimiento proporciona una fuerza natural, que eleva el crudo del yacimiento hasta la superficie, forzando que el mineral se desplace al exterior, ocasionado por un proceso de desplazamiento, en el que el crudo es presionado, ya sea por el agua en el fondo del yacimiento o bien por el gas desde la zona superior del mismo, o incluso por las 2 fuerzas.

En todos los yacimientos, es preciso controlar cuidadosamente el ritmo de extracción del crudo. Es esencial si la fuerza del depósito o su presión natural, ha de conservarse el mayor tiempo posible, de no ser así, si la presión baja muy rápido o de extraerse el crudo muy rápido, puede producirse una gran pérdida de petróleo.

La permeabilidad de la roca del yacimiento juega por consiguiente un papel importante para determinar la velocidad de flujo de petróleo en un pozo. Para aumentar la permeabilidad de este, existen 2 métodos: hidrofracturación y acidificación.

- La hidrofracturación: es un método en el cual se introduce agua a presión en el pozo, provocando fracturas en la roca. Dentro de estas fracturas se bombean pequeñas partículas, tales como granos de arena, inyectados para que actúen como soportes, manteniendo abiertas las grietas

después que el agua haya salido, permitiendo que el petróleo pueda fluir más fácilmente a través de las fracturas.

- La acidificación: se aplica generalmente en los yacimientos de piedra caliza. Se bombea una solución ácida dentro del pozo para que ensanche o abra caminos dentro de la roca y extienda los espacios porosos, aumentando así, el flujo del petróleo.

Estas 2 técnicas se llevan a cabo a menudo, durante la etapa final de perforación del pozo o suele emplearse posteriormente a fin de aumentar la producción.

La mayoría de los campos petrolíferos se encuentran lejos de las refinerías que convierten el crudo en productos utilizables, ya que no es posible instalar una refinería en cada campo. Por tal razón, la mayor parte del crudo tiene que transportarse empleando oleoductos y buques tanques, hasta llegar a los centros de refinación. Sin embargo el crudo antes de ser transportado por oleoducto o buques, debe de pasar por un tratamiento. El crudo contiene a menudo ciertas cantidades de gas o de agua salada. Frecuentemente ambos elementos están presentes junto con otras impurezas; tales como arena, las cuales deben de separarse antes de transportar el petróleo.

1.1.3.3. Refinación

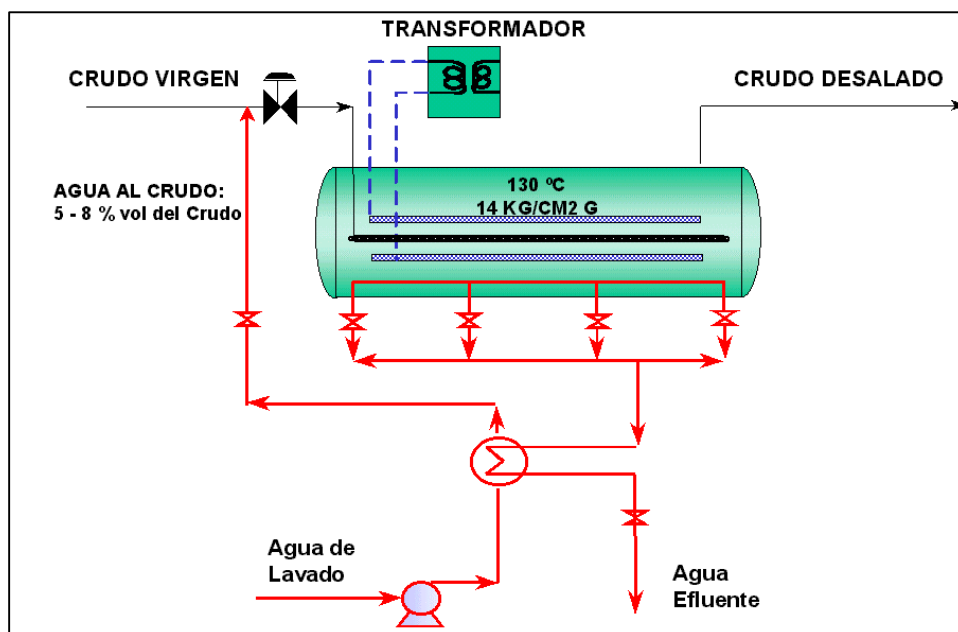
La calidad de un petróleo crudo depende en gran medida del origen, ya que las características como color, viscosidad, calidad y contenido, varían. Por eso el crudo a pie de pozo no puede ser utilizado tal cual. Se hace necesaria e indispensable la utilización de diferentes procesos de tratamiento y transformación para la obtención del mayor número de productos de alto valor

comercial. El conjunto de estos tratamientos constituyen el proceso de refino de petróleo o refinación del petróleo.

- Desalado de crudo

El propósito de este proceso, es eliminar las sales e impurezas que tienen los petróleos crudos. Los sólidos en suspensión y las sales disueltas en muy pequeñas gotas de agua, dispersas en el seno del petróleo, son extraídos en los desaladores, ya que es antieconómico decantarlas y eliminarlas por gravedad en los tanques de almacenamiento.

Figura 1. Diagrama de un desalador



Fuente: HERNANDEZ, Gustavo; ZUMMARRAGA, Augusto. *Diagrama de un desalador*. p. 52.

Básicamente el proceso de desalación consiste en precalentar el crudo para disminuir la viscosidad, inyectar agua de lavado, producir una mezcla íntima

entre ambos, contactarla con el agua residual del crudo y posteriormente separar el agua conteniendo la mayor proporción de impurezas.

- Destilación

Es una operación que tiene como objetivo separar cortes o combustibles de un crudo o petróleo. El principio físico en el que se basa el proceso, es la diferencia de volatilidad de los componentes, por tal motivo en las columnas de destilación se preparan las condiciones termodinámicas para obtener o condensar los combustibles perfectamente especificados.

Dentro del proceso de refinería, el crudo se fracciona en 2 etapas, la primera procesa el producto en destilación atmosférica o *topping*, donde la presión de trabajo es normalmente 1 kilogramo por centímetro cuadrado. Los combustibles obtenidos son almacenados en tanques de despacho o como carga de otras unidades que completan el refinado.

Gran parte del crudo procesado en los *topping* no se vaporiza, ya que para vaporizarlo completamente es necesario elevar la temperatura de trabajo por sobre el umbral de descomposición térmica. Por esta razón es que el residuo que sobra de la destilación atmosférica es enviada a otro tipo de destilación, de vacío, donde se baja la presión a 20 milímetros de mercurio (típico) lo que permite destilarlo a mayores temperaturas sin descomponer la estructura molecular.

El crudo antes de ser fraccionado, debe ser acondicionado y preparado debidamente para lograr una operación eficiente. El petróleo que se recibe en la refinería contiene impurezas que son perjudiciales para los equipos, productos y procesos, como lo son sales, productos de la corrosión de los equipos, arcilla,

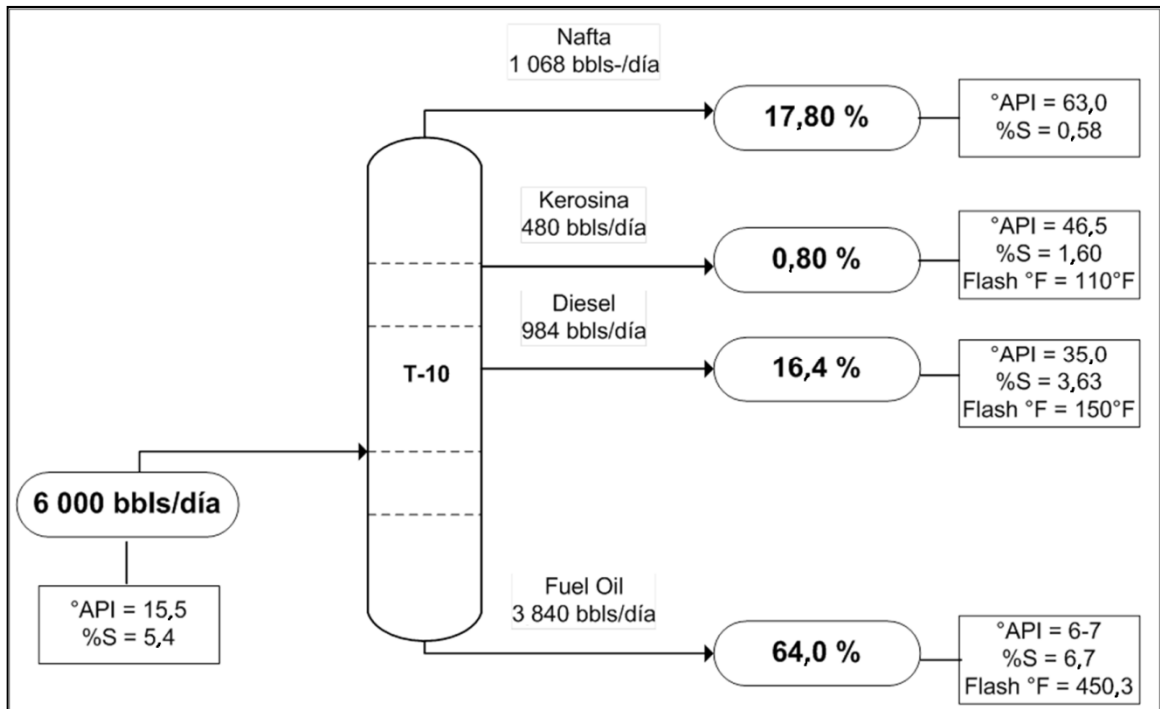
arena o sólidos en general. Para minimizar los efectos perniciosos de estas impurezas, se realizan normalmente tres tratamientos: decantación en tanques, desalado e inyección de hidróxido de sodio.

- Destilación atmosférica

La carga parcialmente vaporizada ingresa en la zona *flash* o zona de carga. Los hidrocarburos vaporizados ascienden por la columna fraccionadora a través de bandejas o platos de fraccionamiento, donde se contacta íntimamente líquidos y vapores, produciéndose la transferencia de masa y calor necesaria para fraccionar los diferentes combustibles. Estos son extraídos lateralmente mediante platos colectores y enviados a torres despojadoras, *strippers*, donde se ajusta el punto de inflamación de los cortes. Los productos obtenidos por la parte superior o cabeza, son gases y nafta. El gas es comprimido y enviado a unidades de concentración de gases. El primer corte lateral es el *diesel*, el cual se envía a la planta de *clean diesel*. Previamente intercambia calor con crudo.

El segundo corte lateral es la *kerosina*, es enfriado a temperatura de almacenaje mediante aerofriadores y enfriadores con agua, de igual forma intercambia calor con el crudo para enfriarse. El tercer y último corte es la nafta, que recibe casi el mismo procedimiento que el *diesel* y la *kerosina*. El producto de fondo, es el residuo que no se vaporizó en el horno, ya que sería necesario elevar mucho la temperatura, por tal motivo esta corriente es enviada a la unidad de vacío.

Figura 2. **Proceso de destilación atmosférica**



Fuente: PAIZ, Sergio. Perenco Guatemala Limited.

○ Destilación al vacío

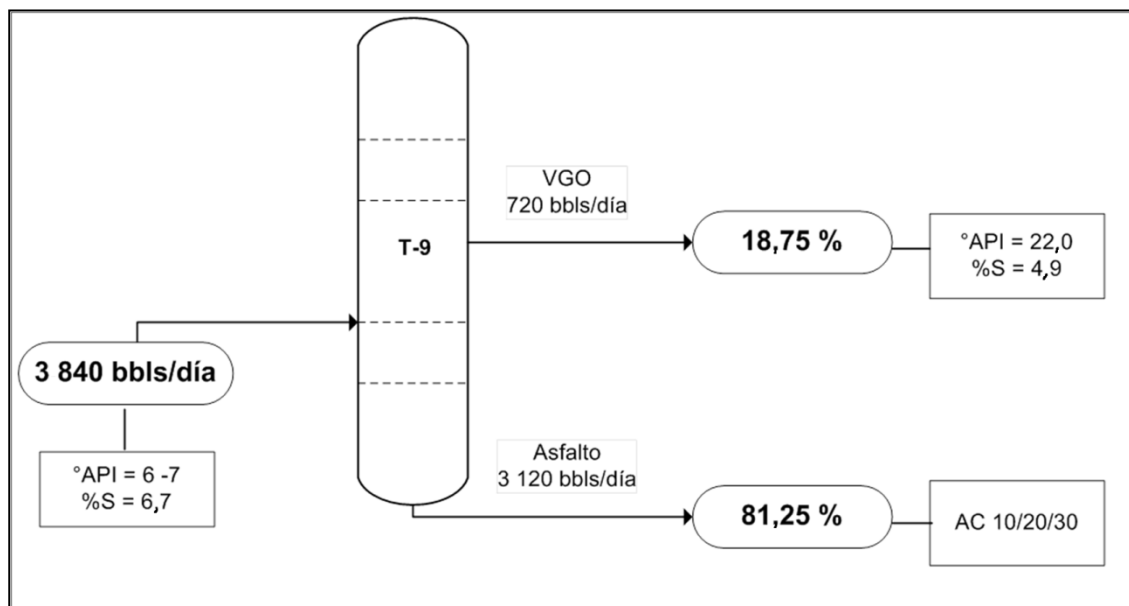
Las unidades de vacío, están diseñadas para operar en condiciones termodinámicas adecuadas para destilar las fracciones pesadas del crudo, sin que se produzca descomposición térmica de los mismos. Para lograrlo se baja la presión de trabajo hasta alcanzar presiones absolutas de 20 milímetros de mercurio en la zona de carga de la columna de destilación.

En esta unidad, la energía necesaria para vaporizar el crudo reducido es suministrada totalmente en hornos, diseñados para minimizar la pérdida de carga de modo de operar con la menor presión posible en los puntos donde se inicia la vaporización. La carga parcialmente vaporizada es enviada a la zona

flash de la columna de destilación, donde se produce una corriente ascendente de vapores y otra descendente de líquidos. En estas columnas el principio de operación es la condensación de los vapores. La torre tiene características particulares, que la diferencian de las fraccionadoras atmosféricas. Los dispositivos o elementos mecánicos para producir el contacto líquido vapor, son rellenos especiales ubicados en lechos ordenados que permiten incrementar la superficie de interface, favoreciendo la transferencia de masa.

El único corte producido es el *Vaccum Gas Oil* (VGO) el que pasa por los intercambiadores de calor con el crudo y luego se deposita en tanques de almacenamiento. El producto de fondo es residuo asfáltico, que es enviado a las unidades de almacenamiento.

Figura 3. **Proceso de destilación al vacío**



Fuente: PAIZ, Sergio. Perenco Guatemala Limited.

1.1.3.4. Transporte de petróleo crudo

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

- Oleoductos

Se le llama oleoducto a la tubería e instalaciones utilizadas para el transporte del petróleo y los derivados a grandes distancias. Los oleoductos son la manera más económica de transportar el crudo sobre tierra, comparado con ferrocarriles o camiones, tienen menor costo por unidad y mayor capacidad de transporte.

Los primeros oleoductos se construyeron con el nacimiento de la industria del petróleo en Estados Unidos, a partir de 1880. Inicialmente, se empleaban para transportar el crudo desde las instalaciones de almacenamiento en los campos de extracción hasta las refinerías y/o hasta los puertos de embarque. Posteriormente, se construyeron otros tipos de oleoductos.

El transporte por oleoducto ofrece notables ventajas. En primer lugar, el consumo energético es reducido: el trazado es razonablemente recto, en la mayoría de los casos. Es insensible a las condiciones meteorológicas; los costes por unidad transportada son muy reducidos; las necesidades de personal son muy bajas, es fácilmente automatizable y que permite obtener un elevado índice de utilización.

El American Petroleum Institute, es la institución más influyente a nivel mundial en lo que respecta a normas de ingeniería para la construcción de oleoductos, siendo la especificación API 5L (especificaciones para tubería de línea) la aplicable para la construcción de tuberías para crudo.

La construcción de un oleoducto, consiste en unir tubos de acero a lo largo de un trayecto determinado, desde el campo productor hasta el punto de refinación y/o embarque.

La capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende del tamaño de la tubería. Es decir, entre más grande sea el diámetro, mayor la capacidad. Estas líneas de acero pueden ir sobre la superficie o bajo tierra y atraviesan la más variada topografía.

En la parte inicial del oleoducto una estación de bombeo impulsa el petróleo y dependiendo de la topografía por donde este pase, se colocan estratégicamente otras estaciones para que le permitan superar sitios de gran altura.

Los oleoductos disponen también de válvulas que permiten controlar el paso del petróleo y atender oportunamente situaciones de emergencia. El gas natural se transporta en idénticas circunstancias, pero en este caso, la tubería se denomina gasoducto. Hay ductos similares que cumplen funciones específicas: poliductos para gasolina y otros derivados; propanoductos para gas propano, combustoleoductos para combustóleo, entre otros.

- Buques petroleros

Los buques tanque petroleros son enormes barcos dotados de compartimientos y sistemas especialmente diseñados para el transporte de petróleo crudo, gasolina o cualquier otro derivado; 2 600 millones de toneladas, que corresponden al 85 por ciento del petróleo transportado en el mundo y a más del 60 por ciento producido mundialmente, se transportan por medio de buques de tanque.

En el 2010 se contabilizó un total de 7 406 buques petroleros navegando por el mundo, que suman un total de 209 millones GT (arqueo bruto), y que a la vez superan las 440 millones de toneladas (toneladas de peso muerto).

1.2. Operación petrolera en Guatemala

La exploración petrolera en Guatemala se ha llevado a cabo por alrededor de 60 años y a la fecha se han perforado 147 pozos. La producción actual es aproximadamente de 17,597 barriles estándar de petróleo al día provenientes de las cuencas petroleras Petén Norte y Petén Sur, el petróleo es transportado por medio de un oleoducto el cual proviene del campo Rubelsanto en el norte del departamento de Alta Verapaz y del campo Xan en el norte del departamento del Petén, ambos se convergen en la estación de bombeo Raxruhá siguiendo en una sola línea con tubería de diámetro de 12 o 10 pulgadas, el crudo es transportado a la terminal petrolera Piedras Negras en Santo Tomas de Castilla, departamento de Izabal donde el crudo es exportado para refinamiento.

1.2.1. Antecedentes de la industria petrolera

Hace miles de años, el petróleo ha sido utilizado por el hombre. Dicen que los chinos perforaban en busca de petróleo y gas de una forma muy rudimentaria, ellos utilizaban tubos de bambú y barrenos de bronce por el siglo III A.C, utilizando filtraciones naturales de petróleo o en pozos de poca profundidad, utilizaban el petróleo con fines medicinales, incluso para impermeabilización, como lubricantes o como iluminación. El primer pozo petrolero se taladro en Sush, en el sur de Irán en 500 A.C.

Antes de la primera guerra mundial, la principal fuente de energía era el carbón, y fue hasta los años 30's donde los avances de refinación ampliaron el aprovechamiento del petróleo como combustible principal en las industrias del mundo. El consumo mundial de crudo se elevó, de alrededor de un millón de barriles diarios en 1915, a más de 5 millones de barriles diarios en 1940.

En el período de reconstrucción que siguió a la Segunda Guerra Mundial y durante el subsecuente auge económico que concluyo en los años 60's, el petróleo alcanzo y paso la posición predominante del carbón en el consumo mundial de energía, con una producción total de crudo que llego a más de 20 millones de barriles de petróleo estándar al día.

En estas épocas, el transporte del crudo era por tierra únicamente, luego paso a ser por vía aérea, fue en este momento donde se necesitó buscar otra alternativa de transporte ya que económicamente no era factible, por eso se implementó el oleoducto.

La exploración petrolera en Guatemala se ha llevado a cabo por alrededor de 60 años, y a la fecha se han perforados 139 pozos. El primero pozo

exploratorio llamado Castillo Armas-1 fue perforado en 1958, este fue el principio de 10 pozos exploratorios más perforados entre 1958 y 1962, en 1959 se realizó la perforación de 3 pozos. La segunda fase empezó en 1964 con la perforación del pozo San Jose-1 en la cuenca del Pacífico, este pozo alcanzó 1 730 pies y reporto buenos indicios de gas, se continuaron trabajos de investigación en la cuenca entre 1969 y 1971, sin éxito. En 1967 un decreto gubernamental permitió que las áreas de los parques nacionales guatemaltecos fueran exploradas. Siendo los primeros trabajos realizados en el área de Rubelsanto.

En 1975 se publicó el Decreto Gubernamental 96-75; Ley de Régimen Petrolero de la Nación, cambiándose la modalidad de concesiones a contratos de exploración y explotación. En 1976 se anuncia la formación de la Comisión Nacional Petrolera para controlar las operaciones petroleras guatemaltecas. Desde ese año más de 40 pozos han sido perforados en Guatemala.

1.2.2. Actualidad de la industria petrolera

La empresa Perenco Guatemala Limited, inició sus operaciones en Guatemala en el 2001 con la adquisición de Basic Resources Bahamas, quien realizaba el 100 por ciento de las operaciones de exploración y explotación petrolera en el país. Perenco es una compañía independiente de petróleo y gas con operación en 16 países alrededor del mundo, operando desde el norte de Europa hasta África, de Suramérica hasta el Medio Oriente. Perenco está involucrado en operación sobre mar y sobre tierra. Actualmente produce aproximadamente 300 000 barriles de petróleo diarios, de los cuales 180 000 de producción neta. El grupo presenta cuencas de exploración a nivel mundial como en Brasil, Perú, el norte de Irak y Australia.

En Guatemala, la empresa se dedica a la exploración y explotación de petróleo en la región norte del país, enfocado en el campo Xan, este se encuentra ubicado al norte del municipio de San Andrés, departamento de Petén, a una distancia de 686 kilómetros de la ciudad de Guatemala, a una altura de 60 metros sobre el nivel del mar. Se caracteriza por ser el campo con mayor producción, es donde nace el oleoducto, en el que se traslada el crudo hasta la terminal Piedras Negras, donde se embarca el crudo al extranjero. En segundo plano se encuentra el campo Rubelsanto, en este campo se encuentran los primeros pozos petroleros del país, por su antigüedad la producción se da en menor porcentaje. Este campo está ubicado en el municipio de Chisec, Alta Verapaz, a 127 kilómetros de la ciudad de Guatemala a 132 metros sobre el nivel del mar.

Adicionalmente en Guatemala se cuenta con la refinería La Libertad, ubicada en el kilómetro 500, carretera a Sayaxché, ubicada a 2 kilómetros del pueblo La Libertad, Petén. En esta planta se produce asfalto de alta calidad y *diesel* no comercial, utilizado para alimentar a las propias operaciones de la empresa.

1.2.2.1. Operación dentro de la empresa

En Guatemala la empresa se dedica a la exploración y explotación de petróleo en la región norte del país. Una parte de la producción de crudo se procesa en la refinería La Libertad para producir asfalto y *diesel* no comercial, que es enviado en un 90 por ciento al campo de extracción, mientras que el resto se utiliza en las estaciones de bombeo y en la refinería. El resto del crudo producido en los campos petroleros de Xan y Rubelsanto, es bombeado a través del oleoducto hacia Puerto Barrios, a la terminal Piedras Negras, donde se embarca y es exportado al extranjero.

La refinería La Libertad tiene una capacidad de procesar un promedio de 6 000 barriles de petróleo estándar diarios de crudo, se encuentra ubicada en el kilómetro 500 ruta a Sayaxché, en el municipio de La Libertad, departamento de Petén.

1.1.1.2. Refinería La Libertad

La refinería La Libertad cuenta con 2 plantas, una de proceso de asfalto y otra para el proceso de *diesel* limpio, dando como resultado los siguientes productos:

- Asfalto según Norma ASTM
 - MC-70
 - MC-3000
 - AC-20
 - AC-30
 - AC-60/70

- Combustibles
 - VGO (aceite térmico, combustible para calderas y hornos)
 - Liviano D (*diesel*)
 - Nafta
 - *Kerosina* (para MC-70/3000)

- Proceso de la planta de asfalto

La primera etapa es la planta de asfalto, cuando se produce, si no se está produciendo asfalto, esta etapa no se concluye y pasa a la planta de *diesel clean*. Normalmente la refinería trabaja durante 5 días, siempre dependiendo de

la carga, los primeros 2 días producen asfalto y *diesel* tratado, las 2 plantas funcionan completamente, al final del segundo día o en el tercer día, los niveles de los tanques de asfalto llegan al límite, por lo que se deja de producir y se enfoca únicamente en producir liviano D (*diesel*) y en la planta de *diesel clean*.

El proceso comienza con el bombeo desde campo Xan, este crudo entra a la planta por una bomba IMO, generando una presión de entrada de unas 310 libras fuerza por pulgada cuadrada a una temperatura de 80 grados Fahrenheit. Este crudo pasa por tres intercambiadores de calor, que utilizan livianos previamente procesados, el primero pasa por uno con nafta (305 grados Fahrenheit), luego con *kerosina* (400 grados Fahrenheit) y finalmente con *diesel* (500 grados Fahrenheit), estos intercambiadores de calor aumentan la temperatura significativamente del crudo, para luego pasar por otros dos intercambiadores con VGO.

Luego y con una temperatura de crudo aproximadamente de 235 grados Fahrenheit y unos 70 libras fuerza por pulgada cuadrada entra a los desalinizadores que están en línea, son 2 y se encargan de quitarle la sal al crudo. Después entra a la torre 17 (T-17), está es la torre desgasificadora que se encarga de remover el gas. Luego de la T-17 se bombea aumentando la presión a unos 170 libras fuerza por pulgada cuadrada, seguido pasa por intercambiadores de calor con el asfalto producido o reducido, son 4 y aumentan la temperatura a unos 350 grados Fahrenheit, entra al primer horno (C-106/C-101) para ser precalentado hasta unos 650 grados Fahrenheit para entrar a la torre de destilación atmosférica (T-10).

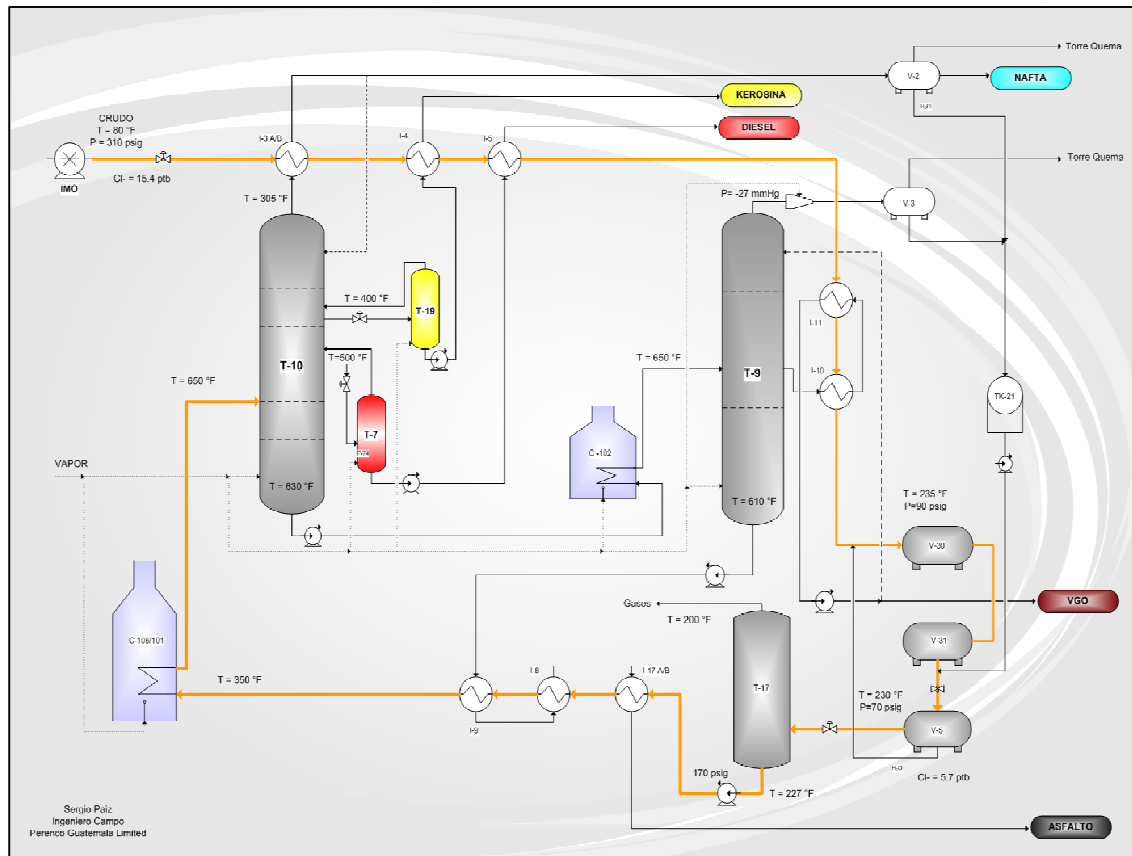
En esta torre entran unos 6 000 barriles de petróleo estándar diarios de crudo precalentado, al destilarlo se produce nafta (1 068 barriles de petróleo estándar al día, un 17 por ciento, 63 grados API con un porcentaje S de 0,58), se

produce *kerosina* (480 barriles de petróleo estándar al día, un 8 por ciento, 46,5 grados API, con un porcentaje S de 1,6 y punto de *flasheo* de 110 grados Fahrenheit), se produce *diesel* (984 barriles de petróleo estándar al día, 16,4 por ciento, 35 grados API, con porcentaje S de 3,63 y un punto de *flasheo* de 150 grados Fahrenheit) y *fuel oil* (3840 barriles de petróleo estándar al día , 64 por ciento, entre 6 y 7 grados API, porcentaje S de 6,7 y un punto de *flasheo* de 450,3 grados Fahrenheit). Estos livianos pasan por los respectivos intercambiadores de calor para luego ser almacenados.

Hasta esta etapa, la planta siempre está funcionando, si se está produciendo asfalto entonces el *fuel Oil* se recalienta en el horno C-102 para entrar con una temperatura de unos 650 grados Fahrenheit a la torres de destilación al vacío (T-9) en donde el 81,25 por ciento del *fuel oil* se convierte en asfalto, aproximadamente unos 3 120 barriles de petróleo estándar por día, la planta produce asfalto AC 10/20/30, el resto se convierte en VGO con unos 22 grados API con 4,9 de porcentaje S.

Este VGO pasa por los dos intercambiadores de calor previamente mencionados para luego ser almacenado, al igual que el asfalto.

Figura 4. Proceso de la planta de asfalto



Fuente: PAIZ, Sergio. Perenco Guatemala Limited.

- Proceso de planta de *diesel clean*

El proceso para el *diesel* es relativamente sencillo, primero el liviano D (*diesel*) pasa por la torre C-1200, en donde se estabiliza el solvente con *diesel*, parte del aromático de solvente pasa al *diesel*. Luego el *diesel* pasa por la torre C-1100 para remover el aromático o azufre del *diesel*, está es una torre de extracción líquido-líquido, donde se mezclan los 2 líquidos con casi la misma densidad, en donde el azufre se adhiere al solvente y deja al *diesel*. La primera

etapa en la torre C-1200, se hace lo contrario. Luego el *diesel* se lava en la torre C-3100 con agua para remover trazas restantes de solvente. Al finalizar se almacena la mezcla de *diesel* no comercial.

El proceso del solvente, es un circuito cerrado en el cual se almacena una mezcla de solvente al 40 por ciento con agua en el tanque D-2500, del tanque la mezcla sale al *manifold* para entrar a la bomba, la que genera un flujo turbulento y entra al decantador D-2200, donde se decanta el agua/solvente y el aromático, está agua/solvente es muy pobre, por lo que se inyecta en la torre C-1200 donde el proceso del *diesel* comienza.

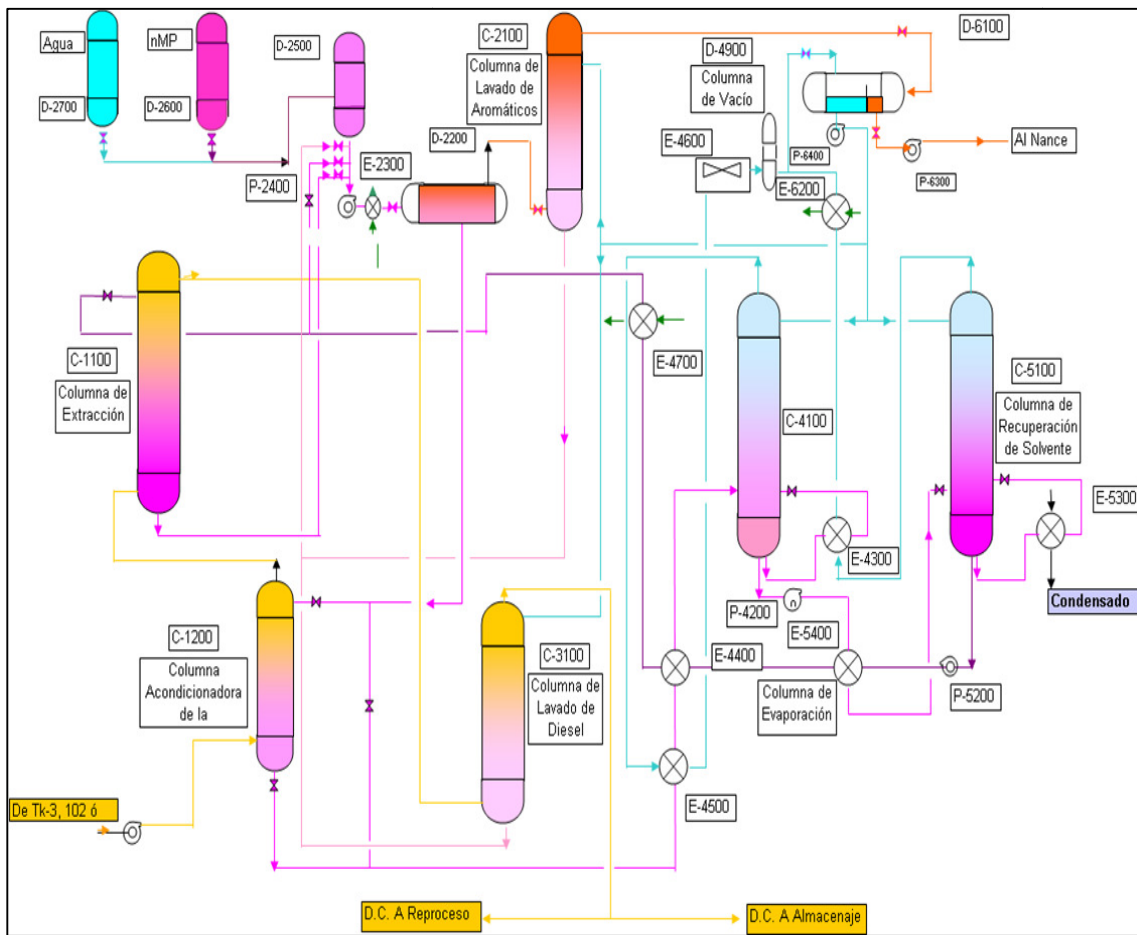
Luego de este tanque, el solvente pasa por 2 intercambiadores de calor, uno con agua (E-4500) y el otro con solvente (E-440) proveniente de la torre C-1100. Luego el solvente proveniente de la torre C-1200 después de pasar por los 2 intercambiadores, pasa por una torre de evaporación (C-4100) al vacío a 0,31 bares, ya que al generar vacío la evaporación sucede a menores temperaturas, en este caso a 90 grados centígrados, el cual extrae un 10 por ciento del solvente, después el solvente pasa por un *reboiler* saliendo solvente a un 80 por ciento de concentración.

Este solvente concentrado repite el proceso de evaporación en la torre C-5100 solo que a presión atmosférica, en este se elimina otro 10 por ciento y el solvente alcanza una temperatura de 140 grados centígrados.

El aromático entra a la columna de lavados C-2100, donde se eliminan trazas de solvente en el aromático y se separa el vapor de agua. El aromático ahora es enviado al tanque D-6100, el cual es una vasija con 2 contenedores. Al llegar a cierto nivel de aromático se bombea al TK 101 (*blend*).

El agua es almacenada en el tanque D-6100, esta es bombeada primero a la torre de evaporación a presión atmosférica (C-5100), ya que está necesita mayor temperatura, luego entra a la torre de evaporación al vacío (C-4100), pasa por unos intercambiadores de calor y luego se vuelve a almacenar.

Figura 5. **Planta de *diesel clean***



Fuente: PAIZ, Sergio. Perenco Guatemala Limited.

1.2.2.2. Oleoducto

El oleoducto se encarga directamente de transportar el crudo desde los pozos en Xan y Rubelsanto hasta la terminal Piedras Negras, (TPN) este oleoducto tiene un largo de 500 kilómetros aproximadamente con tubería de 12 y 10 pulgadas, está dividido administrativamente en 2 zonas; que son el oleoducto norte OLN que comprende los oleoductos de Xan-Libertad y Libertad-Raxruhá, haciendo un total de 238 kilómetros, la otra zona es el oleoducto sur OLS que comprende el oleoducto Rubelsanto - terminal Piedras Negras con 235 kilómetros, el cambio de diámetro del oleoducto se da en el PK-94 del OLS, las capacidades de almacenamiento son: en el campo Xan, Petén, con una capacidad de almacenamiento de 100 000 barriles de petróleo estándar y en la terminal Piedras Negras con una capacidad de almacenamiento de 430 000 barriles de petróleo estándar.

Figura 6. Tubería de 10 pulgadas



Fuete: kilómetro 315, Raxruhá, Alta Verapaz.

El crudo es transportado por el oleoducto por medio de estaciones de bombeo que tienen como función principal, aumentar la presión del flujo para mejorar el desplazamiento, las estaciones son: Tamariz, Nance, Raxruhá, Chahal, Semox y Río Frío.

Las estaciones principales (Nance, Raxruhá y Semox) almacenan el crudo para luego aumentar su presión a unos 1 300 libras fuerza por pulgada cuadrada (OLN) o unos 1 150 libras fuerza por pulgada cuadrada (OLS). Dependiendo de la producción, sobre todo de las propiedades del crudo entran en operación las estaciones secundarias (Tamariz, Chahal y Río Frío).

En estación el Nance, debido a en la refinería La Libertad se inyectan varios productos, entre ellos el crudo reducido puro. El residuo del crudo con un API de 5,5, se mezcla no homogéneamente con el resto de crudo bombeado desde Xan y dificulta el desplazamiento por el resto del trayecto en el oleoducto, creando baches que ocasionan restricciones en el desplazamiento. En la época de frío (de noviembre a febrero), la viscosidad del producto se ve aún más afectada, sobre todo en el tramo de Nance – Raxruhá, (115,64 kilómetros de tubería, la cual el 99 por ciento está enterrado).

Con las bajas temperaturas que se presentan en La Libertad Petén, el crudo es bombeado con una viscosidad más alta, y debido a que la tubería se encuentra enterrada esta temperatura se mantiene casi constante manteniendo las propiedades.

Las especificaciones de la tubería utilizada son:

Tabla I. **Especificaciones de tubería de oleoducto**

	Tubería de 12"	Tubería de 10"
Material	Acero al carbón	Acero al carbón
Especificación	API 5L	API 5L
Grado	X52	X52
Diámetro externo	12,75"	10,75"
Diámetro Interno	12,25"	10,344"
Grosor	0,25"	0,203"
MAOP	1 468 psi	1 414 psi
Factor de diseño	0,72	0,72

Fuente: elaboración propia.

El cambio de tubería se encuentra en PK 94, es una pequeña estación donde la tubería se reduce de 12 a 10 pulgadas, esta se encuentra en el departamento de Alta Verapaz, entre la estación Raxruhá y la estación Chahal.

Figura 7. **Oleoducto en Guatemala**



Fuente: Perenco Guatemala Limited.

- Estaciones de bombeo

Las estaciones de bombeo tienen como función principal recibir el crudo almacenarlo y aumentarle la presión para que continúe por el oleoducto. Cada estación de bombeo consta de un área de tanques de almacenamiento, de bombas *boosters*, bombas IMO con su motor *diesel* Caterpillar, y generadores que alimentan a las estaciones por el momento, ya que se están electrificando.

- Operación dentro de la estación de bombeo

La estación opera con un solo operador de día y uno de noche, este operador está al cargo de las tareas administrativas, de control y acción en caso de cualquier eventualidad. Cada operador tiene su relevo, para tener un plan de trabajo de 14 por 14 días.

Figura 8. **Estación de bombeo Chahal, Alta Verapaz**



Fuente: kilómetro 387, municipio de Chahal, Alta Verapaz.

- Equipo dentro de una estación de bombeo

Las estaciones de bombeo utilizan bombas marca IMO, accionadas por motores de combustión interna de marca Caterpillar, éstas generan en promedio una presión de descarga de 1 150 libras fuerza por pulgada cuadrada y necesitan una presión de succión de 20 a 100 libras fuerza por pulgada cuadrada. A la entrada en las estaciones, las presiones llegan demasiado bajas entre 1-10 libras fuerza por pulgada cuadrada (presión debido a los tanques de almacenamiento), por lo que se utilizan bombas tipo *booster* para aumentar la presión en la entrada de las bombas IMO.

Las bombas trabajan en todas las estaciones con una presión de succión entre 20 y 40 libras fuerza por pulgada cuadrada. La presión de descarga tiene un límite máximo de 1 150 libras fuerza por pulgada cuadrada en Semox y Raxruhá y 1 300 libras fuerza por pulgada cuadrada en Nance, pero varía dependiendo de la producción en Xan, la viscosidad de fluido y la temperatura ambiente, puede disminuir hasta 300 libras fuerza por pulgada cuadrada inclusive. La mayor parte del tiempo se bombea únicamente con una bomba, pero las estaciones tienen capacidad de bombear hasta con 3. La eficiencia en la operación de bombeo actual se estima en 52 por ciento en el peor de los casos, en promedio 81 por ciento, alcanzando un máximo de hasta un 89 por ciento.

Tabla II. **Especificaciones de bomba IMO**

Datos de bomba	
Rango de presión de entrada (psi)	75 psig
Presión de descarga (psig)	1 440 PSIG
Velocidad (RPM)	1 800 RPM (MAX. 2 300 RPM)
Caudal (GPM)	409 / 413 GPM
Tipo de fluido	Destilados, residuales y petróleo
Rango de viscosidad del fluido (SSU)	800 / 1 000 SSU
Rango de temperatura de fluido (°C)	0 - 250°F
Número de tornillos	3 (1 central y 2 locos)
Material del sello mecánico	Bunan y fluoroelastomer
Material del cuerpo	Hierro fundido, hierro dúctil (nodular), acero

Fuente: elaboración propia.

Figura 9. **Bomba de desplazamiento positivo**



Fuente: estación de bombeo ubicada en el municipio de Raxruhá, Alta Verapaz.

Tabla III. **Especificaciones de motor CAT**

Datos del motor	
Número de cilindros	6-LINE
Diámetro del pistón (pulg)	137 mm. (5,40 ln.)
Carrera (pulg)	165 mm. (6,5 ln.)
Aspiración (T:turbocompresor; TA: turbocompresor y pos enfriamiento)	TA
Cilindrada (litros o pulg ³)	14.6 L. (893 Cu. ln.)
Potencia (HP)	420 Hp. 31,0 KW.
Altitud máxima (m)	1 500 m
Temperatura máxima de operación (F)	104°C - (220°F)
RPM máxima	1 859

Fuente: elaboración propia.

Figura 10. **Motor de combustión interna**



Fuente: estación de bombeo ubicada en el municipio de Raxruhá, Alta Verapaz.

1.2.2.3. **Terminal Piedras Negras**

La terminal Piedras Negras inició operaciones en marzo de 1980 y está localizada en la colonia Piedras Negras, de la aldea Santo Tomás de Castilla en el departamento de Puerto Barrios, Izabal. Se encuentra ubicada a 2,4

kilómetros del puerto de Santo Tomás de Castilla, donde se realizan operaciones de almacenaje y carga de petróleo crudo a buques tanqueros.

La terminal tiene una capacidad máxima de almacenaje de 430 000 barriles y se encuentra dividida en 3 planteles de tanques de almacenamiento. El primer plantel cuenta de 3 tanques de 55 000 barriles de petróleo estándar y 1 tanque de 35 000 barriles de petróleo estándar, el segundo plantel cuenta con 4 tanques de 55 000 barriles de petróleo estándar y el tercer plantel con un tanque de 10 000 barriles de petróleo estándar.

El petróleo crudo es transportado de la terminal hacia el muelle 6 del puerto Santo Tomás de Castilla a través de un oleoducto de 2,4 kilómetros de largo (1,1 kilómetros de tubería enterrada y 1,3 kilómetros de tubería expuesta), de 18 pulgadas de diámetro, mediante 2 bombas de desplazamiento positivo que bombean 11 000 barriles de petróleo estándar por hora.

Figura 11. **Puerto Santo Tomás de Castilla**



Fuente: Perenco Guatemala Limited.

1.2.2.4. Conciencia ambiental

El ahorro de energía será uno de los beneficios en esta investigación, los puntos que se investigarán tienen como objetivo principal reducir la viscosidad del producto, al hacerlo se estará reduciendo la cantidad de energía utilizada para transportar el crudo en el trayecto del oleoducto. En la actualidad se utilizan en promedio unos 550 galones de *diesel* diarios por estación.

- Ahorro energético dentro de la empresa

La empresa está empleando proyectos enfocados según política del medio ambiente, en donde lo principal es cero daños al medio ambiente, claro que el propósito es minimizar al máximo el impacto ambiental.

La electrificación de estaciones con líneas locales, está eliminando el uso continuo de generadores activados por medio de motores de combustión interna, evitando así las emisiones de CO, CO₂ y NO_x. Este ahorro energético conlleva no solo a una reducción de costos si no que minimiza el daño al medio ambiente. Se utilizarán motores eléctricos en sustitución de los motores de combustión interna para las bombas de desplazamiento positivo, estos motores disminuyen los niveles de decibeles en un 70 por ciento y eliminan la emisión de gases nocivos, debido a la combustión.

Otro proyecto por realizar, es la modificación de las estaciones Semox y Raxruhá a operación tipo *booster*. Esto significa modificar las líneas de flujo del proceso actual, permitiendo que el petróleo bombeado aguas arriba ingrese directamente a la succión de las bombas IMO, sin almacenarlo en tanques. Esto evitará la liberación de gases al medio ambiente, como H₂S.

También permite minimizar la diferencia de presión de entrada y salida en las bombas IMO, lo que permitirá un ahorro energético de 13,5 kilovatios hora por cada motor. Reduciendo el consumo de combustible y eliminar la operación de las bombas de alimentación que consumen 20 kilovatios hora por motor.

Figura 12. **Motor eléctrico**



Fuente: estación de bombeo Semox, Río Dulce, Izabal.

- Minimización de contaminación dentro de la empresa

La empresa creó un megaproyecto llamado: Estaciones Verdes, este proyecto está enfocado directamente a la minimización de contaminación ambiental y fue dividida en 3 etapas.

La primera etapa, la cual está concluida, fue el proyecto de venteo, en las estaciones Nance, Raxruhá y Semox. El cual consistió en diseñar un sistema de tubería, el cual transporta el gas H₂S que se genera en los tanques, por la respiración de tanques (cambios de nivel) y cambios climáticos, para ser transportado a la torre de venteo.

La segunda etapa, la cual está en proceso es la electrificación y modificación a motores eléctricos en las estaciones de Raxruhá y Semox, esto minimizará las emisiones de los motores de combustión interna al eliminar el uso continuo de generadores y la eliminación de estos en las bombas IMO, eliminando casi completamente las emisiones de CO, CO₂ y NO_x.

La tercera y última etapa, será el cambio en la modalidad de operación tipo *booster* en las estaciones Raxruhá y Semox, en la estación Nance no se podrá hacer este cambio debido, a que la refinería opera junto a la estación.

1.3. Problemática

La principal problemática que se enfrenta, consiste específicamente en el transporte del petróleo a través del oleoducto, observándose problemas con la viscosidad, temperatura y densidad del crudo, dichos problemas son explicados a continuación.

1.3.1. Problemas de transporte

Dentro de la empresa, se llegó a bombear un máximo de 22 000 barriles de petróleo estándar diarios en 2002, este valor representa la cantidad más alta de producción del campo de extracción, pero con el pasar del tiempo la vida de los pozos se deteriora.

La producción para el 2012, 10 años después del pico máximo de producción, es de 10 000 barriles de petróleo estándar al día. Esta cantidad es desplazada sin problema cuando las condiciones lo permiten, pero aún así, según datos operativos entre estaciones, se ha llegado a bombear incluso unos 4 000 barriles de petróleo estándar al día.

1.3.1.1. Viscosidad

De todas las propiedades de los fluidos, la viscosidad requiere la mayor consideración en el estudio del flujo de los fluidos. La viscosidad expresa la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se aplica una fuerza externa. El coeficiente de viscosidad absoluta, o simplemente la viscosidad absoluta, es una medida de resistencia al desplazamiento o a sufrir deformaciones internas. Por ejemplo, la melaza es un fluido muy viscoso en comparación con el agua.

La viscosidad es una manifestación del movimiento molecular dentro del fluido, las moléculas de regiones con alta velocidad chocan con las moléculas que se mueven con una velocidad menor, estos choques permiten transportar cantidad de movimiento de una región de fluido a otra.

Los fluidos presentan diferentes propiedades que los distinguen, como la viscosidad, densidad, peso específico, volumen específico, entre otros. Al analizar las distintas propiedades que poseen, la viscosidad requiere la mayor consideración para el estudio de estos; naturaleza y características, así como las dimensiones y factor de conversión.

La viscosidad de un fluido disminuye con la reducción de densidad que tiene lugar al aumentar la temperatura. En un fluido menos denso hay menos moléculas por unidad de volumen que puedan transferir impulso desde la capa

en movimiento hasta la capa estacionaria. Esto, a la vez afecta a la velocidad de las distintas capas. El momento se transfiere con más dificultad entre las capas, la viscosidad disminuye. En algunos líquidos, el aumento de la velocidad molecular compensa la reducción de la densidad.

En el transporte de hidrocarburos mediante oleoducto, la viscosidad es el factor más importante, o el que ocasiona más problema al ser desplazado cuando los valores aumentan. La viscosidad aumenta principalmente por dos factores:

- La baja temperatura
- La adición de reducido puro procedente de la refinería

Existen dos tipos principales de viscosidad que deben ser tomados en cuenta en los fluidos, estos son:

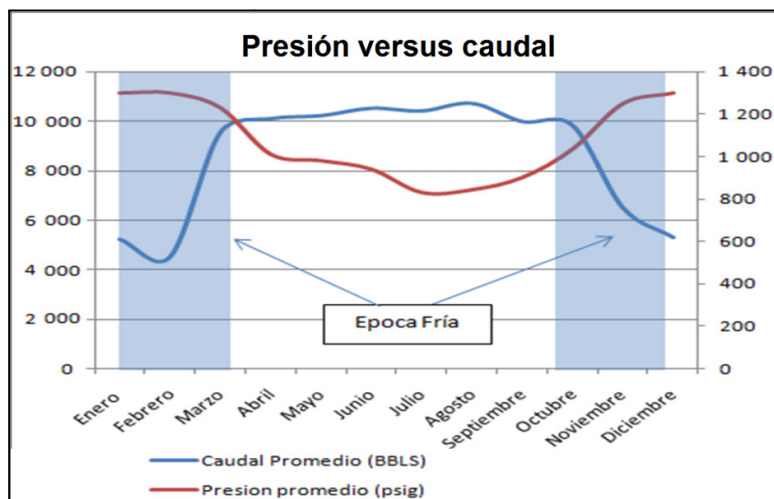
- Viscosidad absoluta: representa la viscosidad dinámica del líquido, y es medida por el tiempo en que tarde en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura. Las unidades son el *poise* o *centipoise* (gr/s*cm).
- Viscosidad cinemática: representa la característica propia del líquido, desechando las fuerzas que genera su movimiento, obteniéndose a través del cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad del fluido en cuestión. Las unidades son el *stoke* o *centistoke*.

1.3.1.2. Temperaturas relativamente bajas en época fría

En el municipio de La Libertad, el clima es templado generalmente, con excepción de los meses de noviembre a febrero donde la temperatura desciende hasta los 15 grados centígrados, mientras que en los meses de abril a julio llega a los 39 grados centígrados.

En los meses cálidos la viscosidad desciende directamente a causa de las elevadas temperaturas, facilitando el bombeo. Recordando que en el tramo de Nance a Raxruhá, el tramo más largo sin estación de bombeo intermedia, se encuentra en un 99 por ciento enterrado, ayudando a mantener está temperatura elevada y baja viscosidad. El caso contrario pasa en los meses fríos, la temperatura desciende, este cambio de temperatura es transferido al crudo en los tanques de almacenamiento en la estación Nance (capacidad de 15 mil barriles), aumentando la viscosidad, complicando el bombeo.

Figura 13. Gráfica de comportamiento de bombeo en época fría



Fuente: Perenco Guatemala Limited.

1.3.1.3. Inyección de subproductos proveniente de la refinería

La refinería La Libertad produce asfalto y *diesel* no comercial, utilizado sobre todo en el campo Xan, la cual es el área de prioridad para la empresa, en este campo el uso de *diesel* ha aumentado gradualmente en los últimos años por el crecimiento, tanto en pozos como en maquinaria, lo cual obliga a la refinería a procesar más *diesel*.

La refinería produce también asfalto, este asfalto es la utilización del crudo reducido de la primera etapa en la planta, como se explicó anteriormente, el primer proceso de la refinería produce *fuel oil* (reducido), *diesel*, *kerosina* y nafta. El *fuel oil*, que representa un 64 por ciento de la cantidad de crudo que procesa la refinería se convierte en asfalto, siempre y cuando la planta de asfalto esté produciendo. El problema se da cuando no se está produciendo, por lo que el 64 por ciento se reinyecta al oleoducto como reducido puro. El reducido puro o *fuel oil* con un °API de 5 a 7 se mezcla de forma no homogénea en los tanques de almacenamiento con crudo proveniente del campo Xan con un °API de 15,5.

De igual forma como subproducto de la planta *diesel clean* y de la destilación al vacío la refinería inyecta aromáticos y VGO, a esta mezcla se le llama *blend* con un °API de 8 a 10.

El crudo del campo Xan tiene una viscosidad cinemática de 380 *centistoke* a 100 grados Fahrenheit, el crudo reducido tiene una viscosidad de más de 63 000 *centistoke* a 100 grados Fahrenheit, el *blend* tiene una viscosidad aproximada de 4 000 *centistoke* a 100 grados Fahrenheit. Estos valores son en promedio según datos de laboratorio en la refinería La Libertad.

Dentro de las estaciones de bombeo, con una viscosidad de unos 700 a 800 *centistoke*. El crudo es desplazable, el problema se crea cuando la viscosidad aumenta a valores de 1 000 o incluso 1 500 *centistoke*. La mezcla ideal para obtener una viscosidad desplazable es de un 70 por ciento de crudo, Xan con un 30 por ciento de subproductos de la refinería. Hoy en día ese porcentaje no se da, la producción de Xan está disminuyendo, bombeando menos crudo, pero a la vez la cantidad de *diesel* que se le exige a la refinería, se mantiene o incluso aumenta, produciendo más subproductos alternando esta proporción. Las ventas de asfalto disminuyen, produciendo más reducido, se aumenta viscosidad en los tanques de almacenamiento, no solo por la temperatura.

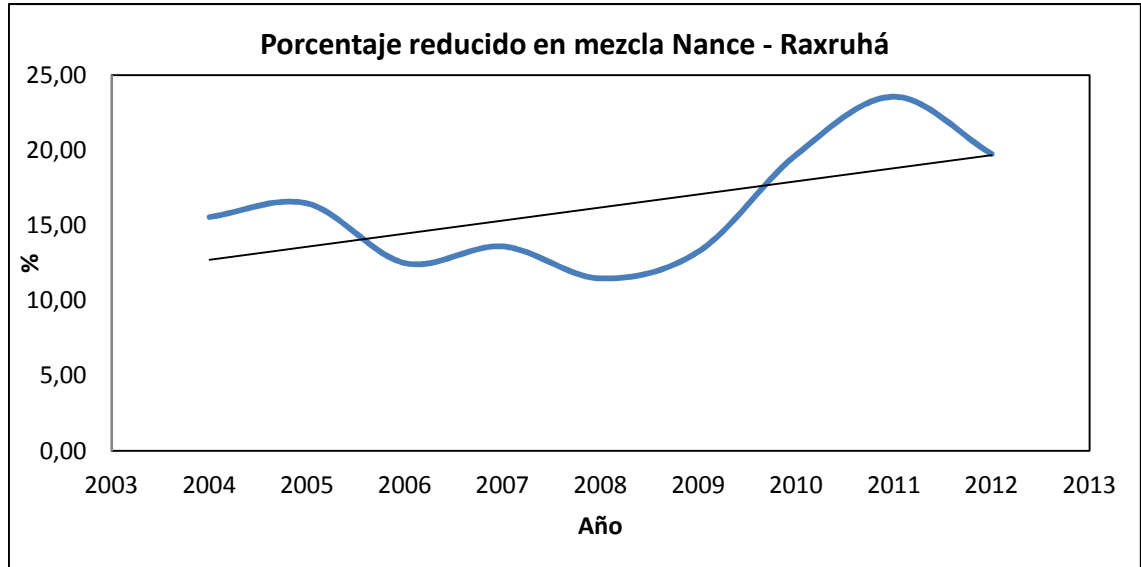
El historial de porcentaje reducido en estación Nance bombeado a Raxruhá del 2004 a abril de 2012 (datos en barriles) se presenta en la tabla IV.

Tabla IV. **Porcentaje de reducido bombeado desde la estación Nance**

Año	Crudo de Xan	Inyectado a refinería	Crudo a Nance (Xan – Nance)	Reducido inyectado	% Red
2004	6 758 874,87	1 426 643,00	5 332 231,87	829 626,77	15,56
2005	6 224 494,59	1 294 004,00	4 930 490,59	811 489,51	16,46
2006	5 480 763,30	1 015 076,00	4 465 687,30	557 718,61	12,49
2007	5 272 114,64	1 121 098,00	4 151 016,64	564 577,85	13,60
2008	4 815 568,63	841 966,00	3 973 602,63	455 834,15	11,47
2009	4 057 259,76	993 964,00	3 063 295,76	406 084,00	13,26
2010	4 053 032,00	1 090 724,00	2 962 308,00	583 596,15	19,70
2011	3 693 331,14	1 160 028,00	2 533 303,14	597 011,30	23,57
2012	1 197 622,81	352 556,00	845 066,81	166 957,70	19,76

Fuente: elaboración propia.

Figura 14. **Gráfica de aumento en proporción de reducido en oleoducto**



Fuente: elaboración propia.

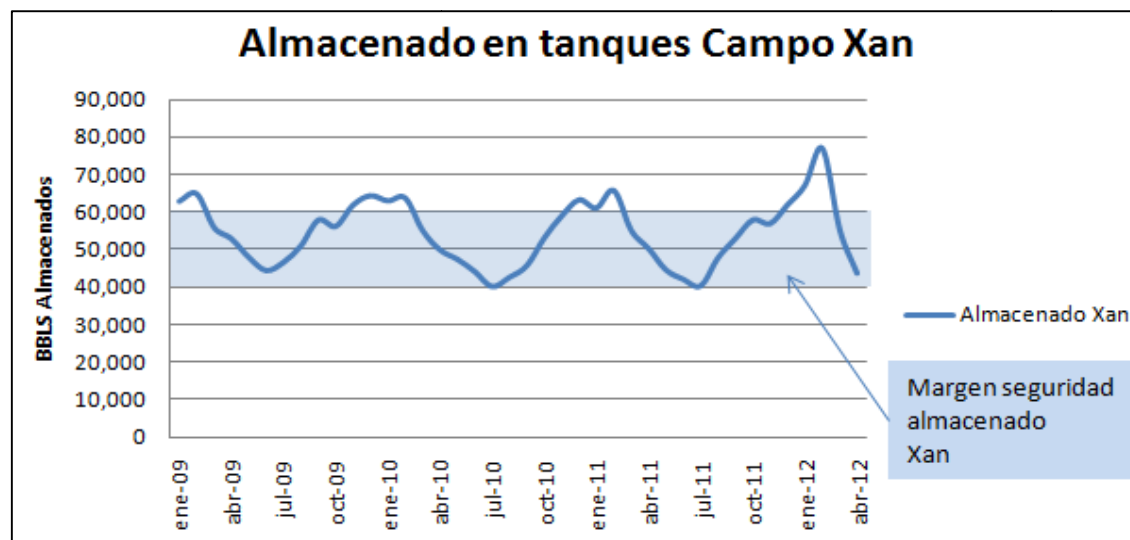
1.3.1.4. Consecuencias aguas arriba

La estación Nance y el tramo del oleoducto Nance – Raxruhá, es un punto clave en las operaciones de todo el sistema estacionario de transporte, ya que siempre y cuando la viscosidad de salida hacia Nance sea menor a 800 *centistoke* se asegura el desplazamiento de crudo hacia Terminal Piedras Negras, estas condiciones son posibles en la temporada de verano, donde las altas temperaturas ambientales ayudan a bajar la viscosidad, logrando un buen desplazamiento de crudo.

En la época fría, la viscosidad en el tramo Nance - Raxruhá aumenta, teniendo en el peor escenario un petróleo con viscosidad alta de aproximadamente de 2 100 *centistoke* en la salida de estación Nance que restringe el caudal de bombeo, en este tramo hasta 4 650 barriles de petróleo

estándar al día. El efecto es un aumento del nivel de crudo en los tanques de almacenamiento en estación Nance y campo Xan hasta subir a niveles máximos y con riesgo de interrumpir la producción de pozos en Xan. En el pasado, la producción no se ha interrumpido, pero en cambio se han utilizado camiones para transportar crudo desde Nance a Semox con altos costos, riesgos altos de incidentes y accidentes vehiculares y derrames de hidrocarburos.

Figura 15. **Comportamiento de almacenamiento en campo Xan**



Fuente: Perenco Guatemala Limited.

Tabla V. **Costos anuales por transporte de crudo por camiones**

COSTOS DE TRANSPORTE DE CRUDO EN CAMIONES DE NANCE A SEMOX			
ANO	MESES	BBLs	COSTO(\$)
2004	Diciembre	44 416	110 693,00
2005	Enero-abril octubre-diciembre	204 001	478 468,00
2006	Enero febrero diciembre	110 953	243 865,00
2007	Febrero Marzo abril	56 194	120 189,00
COSTO TOTAL (\$)			953 215,00

Fuente: elaboración propia.

La proyección para viscosidad, caudal y presión con el peor escenario con condiciones extremas de frío, son las siguientes para el 2014, estas son; para un proporción crudo Xan – Reducido 50/50 por ciento.

Viscosidad: > 3 000 *centistoke*

Caudal: 3 360 barriles de petróleo estándar al día

Presión: 1 300 libras fuerza por pulgada cuadrada

2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL

2.1. Optimización del transporte de crudo pesado en el oleoducto

La optimización del transporte consiste en encontrar las condiciones que hagan esta actividad de forma más eficiente, rápida y con la menor cantidad de recursos posible, ahorrando costos y tiempo en fallas o reparaciones innecesarias; es de esta cuenta que se tratará en el presente apartado, cada elemento que tiene incidencia directa en dicha optimización.

2.1.1. Estación intermedia Las Pozas

Es la estación que se encuentra justo entre las estaciones de Raxruhá y la refinería La Libertad, cuenta con uno de los tramos más largos del oleoducto, lo que le da importancia en el transporte del crudo hasta la Terminal Piedras Negras, en Izabal, es por esta razón que se hará énfasis en cuanto a la optimización del bombeo y transporte en esta estación.

2.1.1.1. Caserío Las Pozas

Ubicado en el departamento de Petén, conformado por los siguientes municipios: Flores, San José, San Andrés, San Benito, La Libertad, Sayaxché, San Francisco, Santa Ana, Dolores, Melchor de Mencos, San Luis y Poptún. Se encuentra situado en la región VIII, denominada Petén, la cabecera departamental es la isla de Flores y limita al norte con la república de México; al sur con los departamentos de Izabal y Alta Verapaz; al este con Belice; al oeste con México, la latitud es de 16°55'27". La extensión territorial es de 35 854

kilómetros cuadrados que corresponde a la tercera parte de la superficie nacional (32,93 por ciento) por lo tanto, es el departamento más extenso, septentrional y alejado de las zonas de influencia del país.

Las Pozas es un pequeño caserío ubicado en el centro del municipio de Sayaxché, a un lado de la laguna Las Pozas, al sur de la laguna Petexbatun, entre los ríos San Román y La Pasión. Tiene una población de 1 400 habitantes.

Figura 16. **Imagen satelital caserío Las Pozas, Sayaxché, Petén**



Fuente: Google Earth V 7.3.4.5.1. Consulta: enero de 2013.

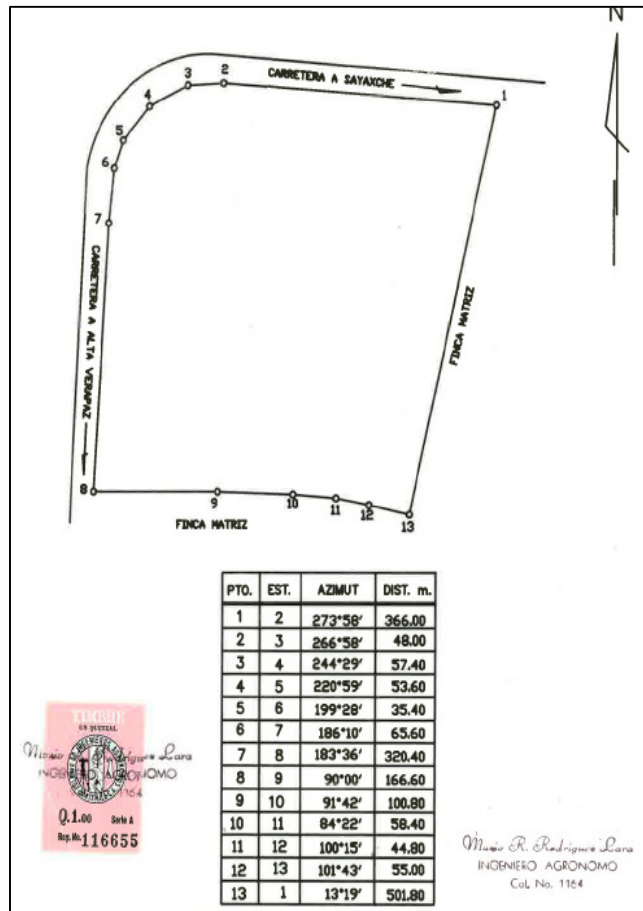
2.1.1.2. Terreno y facilidades existentes

Perenco Guatemala Limited posee un terreno en el área del caserío Las Pozas, en el que pasa el oleoducto, adquirido en diciembre de 1996 por Basic Resources Internacional (BAHAMAS LTD), antigua propiedad del señor Gustavo

Mauricio Tello. El terreno tiene 31 manzanas, latitud $16^{\circ}29'46.10''$ N con elevación de 171 metros sobre el nivel del mar.

Dentro del terreno se cuenta con un *manifold* con bridas ciegas. 2 bridas de 12 pulgadas, 1 de 8 pulgadas, 1 de 6 pulgadas, 2 de 2 pulgadas y dos niples de 2 pulgadas. El oleoducto entre Nance y Raxruhá (115,64 kilómetros) se encuentra en un 99 por ciento enterrado, con excepción de tramos como el *manifold* que se encuentra en Las Pozas, con una distancia de 40 metros.

Figura 17. Plano de desmembración



Fuente: RODRÍGUEZ, Mario. Basic Resources International.

2.1.1.3. Diseño

La parte del diseño, forma parte esencial de la optimización del transporte de crudo en el oleoducto, es por esta razón, que el mismo será abordado con de forma detallada, enfocándose en la movilidad, equipos, ingeniería básica y maquinaria, hasta llegar al diseño final.

- Movilidad

El transporte de hidrocarburos mediante Sistema Estacionario de Transporte de Hidrocarburos (SETH) o también llamado oleoducto, se complica dependiendo de la estación del año, el reducido que produce la refinería e inyecta a los tanques de almacenamiento no varía según la época del año, ni de la temperatura del ambiente que se tenga, pero el cambio de está temperatura ambiental si afecta directamente a los tanques de almacenamiento. Por esta razón del transporte de crudo será realmente crítico en la época fría, y es en esta época en la que se deberá de utilizar la estación móvil Las Pozas.

¿Por qué móvil?, móvil por la falta de actividad productiva que tendrá la estación, su uso se aproxima que será de unos 15 días continuos a lo máximo durante una época de 3 a 4 meses. De esta forma al ser utilizada durante solo 4 meses como máximo, se mantendría 2/3 del año en inactividad, por lo que significa cuidado, mantenimiento mecánico y eléctrico, sueldos de vigilancia y monitoreo constante de ser fija, pero al ser una estación móvil, al momento de necesitarse se trasladará el equipo de operación con sus tuberías, se instalarán y entrará en operación, para que en el momento de no necesitarla, montar el equipo y almacenarlo en la estación Nance o Raxruhá.

Para su movilidad se utilizará un trailer con plataforma, este permite trasladar maquinaria pesada, la plataforma es de 43 pies por 7 pies con 7 pulgadas. En la estación Semox en Livingston, Izabal se cuenta con esta plataforma, la cual deberá de modificarse para su adaptación acorde al diseño y realizar trabajo correctivo debido a que se halla en malas condiciones.

Figura 18. **Trailer con plataforma**



Fuente: kilómetro 500, Sayaxché, Petén.

- **Requerimiento de equipos**

Para el diseño de la estación, se usará como base de apoyo el diseño y tipo de operación de las estación Tamariz y Río Frío, esto debido a que, por el momento son las únicas estaciones que operan tipo *booster*, que significa que no cuenta con tanques de almacenamiento como operan las demás estaciones, en cambio el crudo entra directamente del oleoducto a los filtros para pasar a las bombas IMO, esto minimiza las emisiones de H₂S y el peligro de derrames por

altos niveles en los tanques y se omite la necesidad de bombas *booster*, que son las que se encargan de aumentar la presión a un mínimo de 20 libras fuerza por pulgada cuadrada.

En este caso, la presión actual que pasa por el *manifold* ubicado en el caserío Las Pozas, está entre 400 y 600 libras fuerza por pulgada cuadrada, dependiendo de la presión de salida en la estación aguas arriba. Al montar la estación Las Pozas, la presión aguas arriba, en este caso la estación Nance, deberá de disminuir su presión a unos 500 libras fuerza por pulgada cuadrada aproximadamente, para que la presión en Las Pozas sea menor a las 100 libras fuerza por pulgada cuadrada. Cuando Las Pozas empiece a bombear, está presión de entrada disminuye, esto permite a estación Nance elevar la presión y poco a poco se empieza a elevar la presión en Las Pozas, hasta lograr equilibrar las presiones en ambas estaciones de acuerdo al bombeo requerido.

Por esto, las cargas necesarias para la estación móvil serán las mismas que en cualquier otra estación.

Sera necesario 2 bombas motor que tengan las siguientes condiciones:

- Presión de entrada: 20-100 libras fuerza por pulgada cuadrada
- Presión de descarga: 0-1 500 libras fuerza por pulgada cuadrada
- Velocidad máxima: 2 300 revoluciones por minuto
- Viscosidad de fluido: que desplace por lo menos un fluido de 3 000 *centistoke*

Como se puede ver, el equipo utilizado en las diferentes estaciones de bombeo cumplen con éstas necesidades. En el pasado cada estación llego a bombear hasta con 3 bombas en paralelo para poder cumplir con la demanda de

producción que llegó a 22 000 barriles de petróleo estándar al día, por estas razones, la mayoría de estaciones cuenta con 4 bombas IMO con sus respectivos motores Caterpillar.

Hoy en día se utiliza una bomba por estación y cuando es sumamente necesario se mete una segunda bomba, la tercera bomba funciona en *stand by*, sobrando una e incluso 2 bombas en algunas estaciones. Estas bombas y motores servirán para utilizarse en la estación móvil Las Pozas.

- Ingeniería básica

La estación de válvulas Las Pozas, cuenta con un *manifold* con 2 flange ciegos de 12 pulgadas, 2 de 2 pulgadas, 1 de 6 pulgadas y otro de 8 pulgadas. Estas servirán perfectamente para la conexión de la futura estación de bombeo. Se utilizarán las estaciones de Tamariz, Río Frío y Chahal, como base para la selección de accesorios y tuberías.

A continuación se explicará brevemente el equipo, tubería y accesorios necesarios para la instalación de la estación móvil Las Pozas.

- Válvula de alivio: está diseñada para liberar flujo de crudo cuando la presión interna de la tubería supera el límite establecido. Su propósito es evitar una explosión, el fallo de un equipo o tubería por exceso de presión.

Se utilizarán 4 válvulas de alivio.

Tabla VI. **Características y especificaciones de válvulas de alivio**

Cantidad	Descripción
2	En salida de bomba IMO. Válvula de alivio modelo 81P de acero al carbón entrada de 1 1/2" salida de 2" (81PS1NS12C16AG).
1	A la entrada de la estación. Válvula de alivio modelo 81P de acero al carbón entrada de 2" salida de 3" (81PS1NS16C24A G).
1	A la salida de la estación. Válvula de alivio modelo 81P de acero al carbón entrada de 2" salida de 3" (81PS1NS16C24A G).

Fuente: elaboración propia.

- Válvula de bola: su cierre de ¼ de vuelta, permite que su operación sea muy sencilla, su diseño es más pequeño que las válvulas de compuerta. Se utiliza principalmente para abrir o cerrar únicamente, en cambio las de compuerta se usan más para la regulación de flujo y presión. Se utilizarán válvulas de bolas de alta presión roscadas tipo hembra a la entrada y salida. Válvulas de bola de 2 y 3 pulgadas clase 300, de clase 600 y válvulas de bola de ½ pulgada de 2 000 libras fuerza por pulgada cuadrada, cuerpo de acero al carbón, bola de acero inoxidable, sello RPTFE, temperatura máxima 160 grados Fahrenheit.

Tabla VII. **Características y especificaciones de válvula de bola**

Cant.	Descripción
1	En la entrada de estación de 8"
1	En la salida de estación de 8"
1	En manómetro de entrada de ½"
2	A la entrada de filtros de 8"
2	A la entrada de filtros para manómetro de ½"
2	A la salida de filtros para manómetro de ½"
2	A la entrada de la bomba para manómetro de ½"
2	A la salida de la bomba para manómetro de ½"
2	A la entrada de la válvula de alivio de 1 ½"
2	A la salida de la válvula de alivio de 2"
2	En tubería de reciclo de 3"
1	A la entrada de la válvula de alivio general de 1 ½"

Continuación de la tabla VII.

1	A la salida de la válvula de alivio general de 2"
1	A la entrada de <i>diesel</i> del generador de 3/8"
1	A la salida de <i>diesel</i> del generador de 3/8"
23	Total

Fuente: elaboración propia.

- Válvula *check*: está válvula se utiliza para la restricción del paso de flujo en una dirección, con el fin de evitar cambios de dirección. Se utilizarán válvulas *check* tipo columpio de alta presión con *flanged* ANSI clase 600 RF, cuerpo de acero al carbón, sello RPTFE.

Tabla VIII. **Características y especificaciones de válvula *check***

Cantidad	Descripción
1	En <i>manifold</i> entre entrada y salida de estación de 12"
1	En tubería de reciclo de 3"
2	En salida de bomba IMO de 6"
4	Total

Fuente: elaboración propia.

- Reductores: dispositivos que se encargan en unir 2 tuberías de 2 diámetros diferentes, ya sea de un diámetro mayor a uno menor o viceversa. Se utilizarán reductores de acero al carbón API 5L X52.

Tabla IX. **Características y especificaciones de los reductores**

Cantidad	Descripción
1	A la entrada de la estación de 12" a 8"
2	A la entrada de las bombas IMO de 8" a 6"
2	A la salida de las bombas IMO de 4" a 6"
2	Al inicio de la válvula de alivio de 3" a 1 1/2"

Continuación de la tabla IX.

2	Después de la válvula de alivio de 3" a 2"
1	Antes de la válvula de alivio general de 8 a 1 ½"
10	Total

Fuente: elaboración propia.

- Filtros: estos servirán para separar fragmentos y sedimentos dentro del oleoducto para evitar daños en equipo. Se utilizarán filtros marca Royal Guard Corporation. Tipo 55FBSTDO51, tamaño 10 para 205 libras fuerza por pulgada cuadrada @ 100 grados Fahrenheit.

Tabla X. **Características y especificaciones de filtros**

Cantidad	Descripción
1	Filtros a la entrada de las bombas para tubería de 8" marca Royal Guard Corporation. Tipo 55FBSTDO51, tamaño 10 para 205 psi @ 100°F.
1	Total

Fuente: elaboración propia.

- Manómetro: se utilizarán manómetros de acero inoxidable con glicerina como líquido de protección, de 4 pulgadas con unión de ½ de pulgada.

Tabla XI. **Características y especificaciones de manómetros**

Cantidad	Descripción
1	A la entrada de la estación
1	A la salida de la estación
1	A la entrada del filtro
1	A la salida del filtro
2	En la tubería de salida de las bombas IMO
2	En la tubería de entra de las bombas IMO
8	Total

Fuente: elaboración propia.

- Tubería: se utilizará tubería de acero al carbón API 5LX52.

Tabla XII. **Características y especificaciones de la tubería**

Cantidad	Descripción
25m	Tubería de 16" para el <i>manifold</i> de salida de las bombas IMO.
60m	Tubería de 8" (150 m a la entrada al <i>manifold</i> ; 5 m a la entrada de bombas IMO; 152m a la salida del <i>manifold</i>).
10m	Tubería de 6" para líneas de salida de bombas IMO.
10m	Tubería de 3" Se utilizaran 56 m para la tubería de alivio y 61 m para la tubería de reciclo.
25m	Tubería de 4" para unión de reciclo y alivio
140m	Total

Fuente: elaboración propia.

- Brida: o también llamadas junta. Sirven como forma de unión entre tubería a tubería, accesorios o equipo. Se utilizarán de acero al carbón clase 600 y clase 300.

Tabla XIII. **Características y especificaciones de juntas**

Cantidad	Descripción
4	Para unir válvula de bola con tubería de succión de bombas IMO de 8"
2	En tubería de succión para unir con mangueras flexibles de 6"
2	En tubería de descarga con mangueras flexibles de 6"
4	A la entrada de la válvula <i>check</i> y salida de la válvula de bola en tubería de descarga de las bomba IMO de 6"
4	Para unir válvula de bola en tubería de reciclo de 3"
2	Entrada a válvula de bola antes de válvula de alivio de 1 1/2"
2	Salida de válvula de bola luego de la válvula de alivio de 2"
2	Para entrada y de válvula de bola y salida de filtro de 8"
2	Para unir válvula de bola en la entrada de la estación de 8"
2	Para unir válvula de bola en la salida de la estación de 8"
2	Entrada y salida para válvula <i>check</i> en tubería de reciclo de 3"
28	Total

Fuente: elaboración propia.

- Nipolet: cilindros utilizados en derivación de tubería para instalación de equipo o accesorios. Serán de acero al carbón de 2 pulgadas.

Tabla XIV. **Características y especificaciones de Nipolet**

Cantidad	Descripción
9	Nipolet 36-12 1" clase 3000# CS threaded end.

Fuente: elaboración propia.

- Equipo de seguridad: dentro de las estaciones en la empresa, al igual que en las demás áreas de operación, es indispensable equipo de seguridad contra incendios y contra gas H₂S.

-

Tabla XV. **Equipo de seguridad contra incendios y H₂S**

Cant.	Descripción
1	Cascada de aire fresco.
1	Bomba centrífuga con capacidad de 80GPM.
2	Tanque plástico con capacidad de 5 000 L cada uno.
2	Tonel de espuma.
3	Mangueras.
5	Extintores.
3	Sensor de humo.
2	Equipo de aire autocontenido de 30 minutos
2	Equipo de aire autocontenido de 5 minutos
3	Sensor de H ₂ S, ubicados en el área de <i>manifold</i> , bombas y camper habitación/oficina.
2	Manga para determinar la dirección del viento.

Fuente: elaboración propia.

- Maquinaria de operación: se requerirá 1 bomba de desplazamiento positivo, 2 motores de combustión interna y 2 generadores Caterpillar de 263 kilovoltios amperios

Tabla XVI. **Maquinaria de operación**

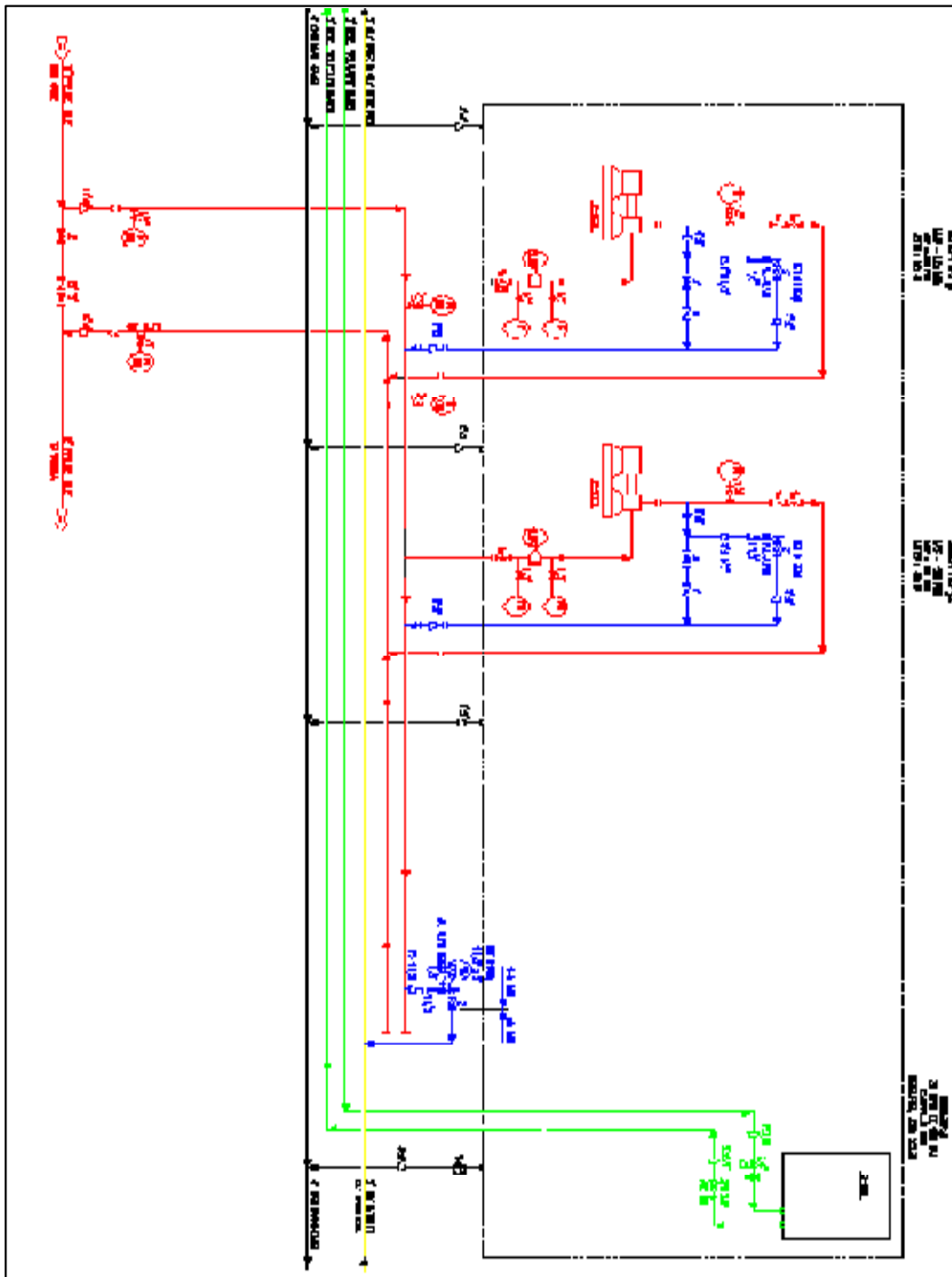
Cant.	Descripción
2	Bomba de desplazamiento positivo tipo tornillo sin fin, marca IMO, modelo EAH8LDDT-400.
2	Motor de combustión interna marca Caterpillar modelo 3406 de 314 HP.
1	Genset marca Caterpillar modelo 3306 de 263 KVA.

Fuente: elaboración propia.

- P&ID (*Pipe and Instrument Diagram*)

Este es un diagrama en el que se especifican las características de tuberías, accesorios, líneas principales y secundarias al igual que la instrumentación a instalar.

Figura 19. Pipe and Instrument Diagram



Fuente: Perenco Guatemala Limited, con programa de AutoCAD 2008.

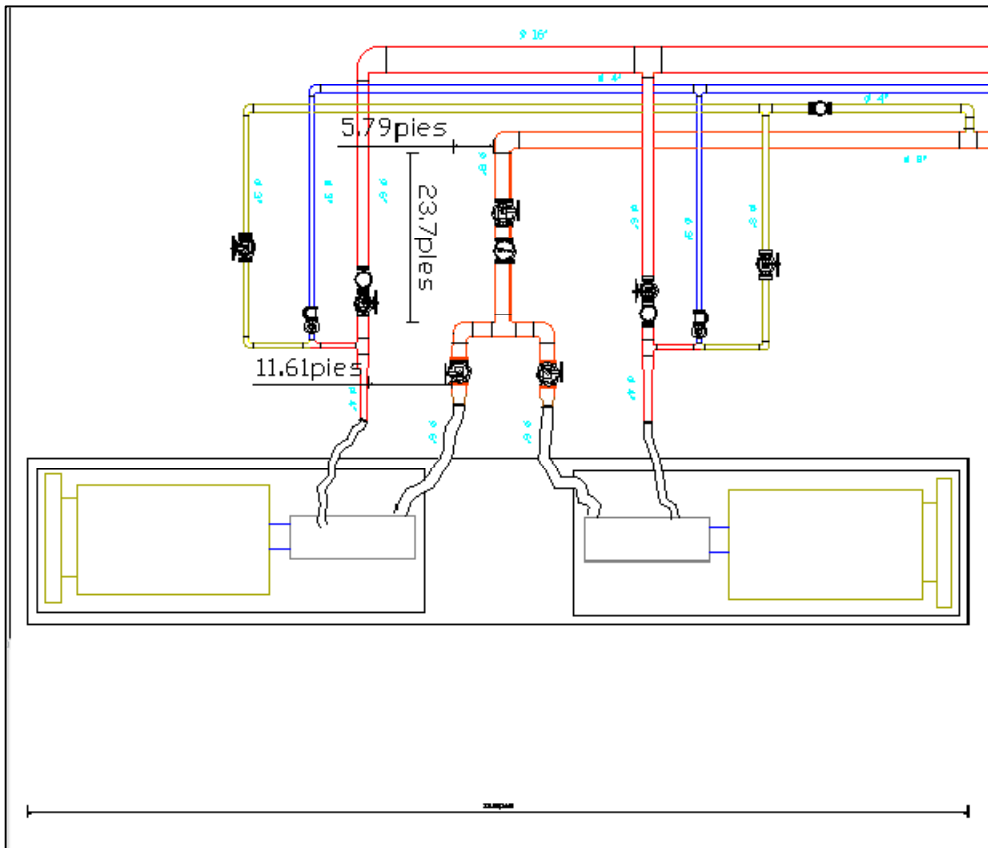
El anterior diagrama, realizado en el software AutoCAD 2008, se presenta una idea principal de las líneas que se necesitaran junto con el equipo y accesorios. Se debe tomar en cuenta que en este diagrama la distribución de tubería y la ubicación del equipo de operación e instrumentación no será la final, la posición y distribución se colocaron para mejorar la presentación visual. En el diagrama aparecen las 2 bombas IMO con sus respectivos motores Caterpillar, al igual que un Generador Caterpillar, la tubería de entrada y distribución a las bombas IMO, la tubería de salida, tubería de alivio y tubería de reciclo.

Por otra parte se presenta la instrumentación a utilizar y accesorios necesarios, los cuales serán:

- Válvulas de alivio
 - Válvulas de bola
 - Manómetro de campo
 - Reductores
 - Válvulas *check*
-
- Plano de planta y diseño final

Para la presentación final de la propuesta de la estación móvil en el caserío Las Pozas, se utilizaron los software AutoCAD 2008 y Google SketchUp 8. Estos programas fueron herramientas de mucha utilidad para tener la idea general de la propuesta.

Figura 20. **Plano de planta de la estación móvil Las Pozas**



Fuente: elaboración propia, con programa de AutoCAD 2008.

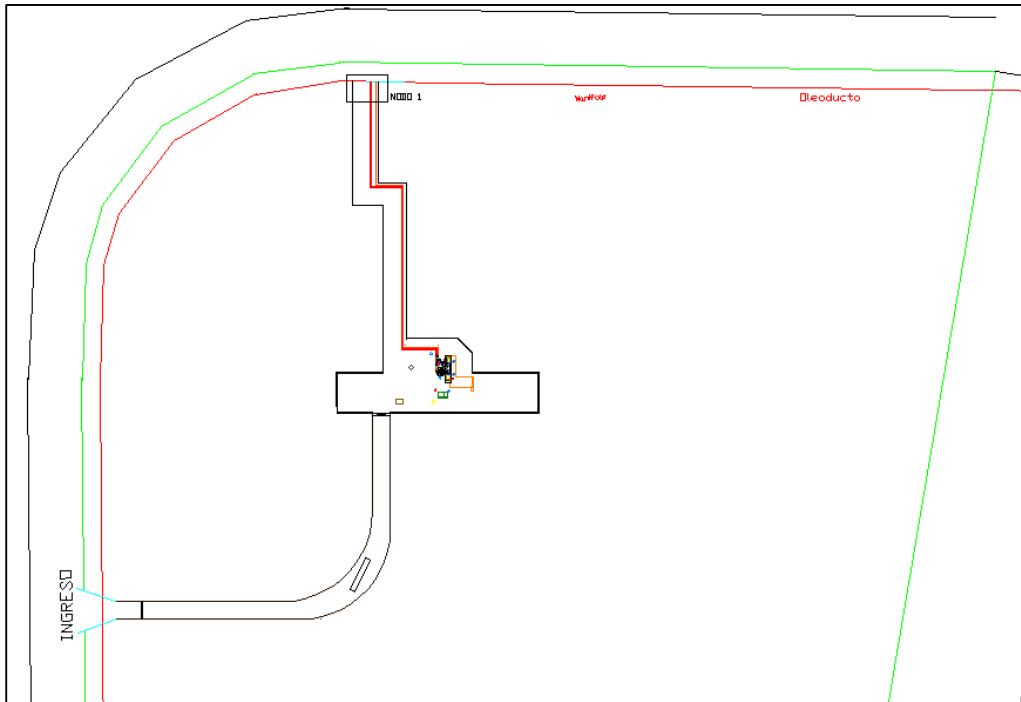
En este plano de planta se puede observar la plataforma a utilizar, está tiene un largo de 43 pies por 7 pies con 7 pulgadas, en esta plataforma se logró acomodar las dos bombas IMO con sus respectivos motores CAT montado en sus respectivos *skits* de montaje, como se explicó previamente, será móvil, se transportara desde estación Raxruhá o Nance cuando sea necesario para luego ser desmontado para almacenarlo, por esta razón en la plataforma se incluirá un *skit* de anclaje.

De la misma forma en el plano se observa la distribución de la tubería dentro del área de operación, en una línea de 8", (tubería naranja), entra el crudo desde el oleoducto, pasa por una válvula de bola antes de entrar al filtro, se utilizara un solo filtro, luego se encuentra un bypass que direccionara el flujo hacia la bomba que este en servicio, mientras la segunda se encontrar en *stand by*.

En la descarga se utilizara una tubería de 6 pulgadas (tubería roja) hacia un *manifold* de salida de 16 pulgadas (tubería roja). Derivado en la salida de las bombas IMO se deberá instalar tuberías de protección, como lo son la línea de alivio y la línea de reciclo. La línea de alivio (tubería azul) será de 3 pulgadas, en esta se instala la válvula de alivio que estará fijada a abrirse a una presión de 1 400 libras fuerza por pulgada cuadrada, ya que la MAOP (presión máxima permitida de operación, siglas en inglés) dentro del oleoducto de 12 pulgadas es de 1 450 libras fuerza por pulgada cuadrada, por lo que está válvula protege al oleoducto.

La línea de reciclo (tubería amarilla) será igual de 3", en esta se instalara una válvula de bola, la cual se abrirá manualmente dependiendo de la necesidad del momento, los motores CAT se operan entre 1 200-1 800 revoluciones por minuto, si el motor está operando a las revoluciones mínimas y se desea disminuir el bombeo, ya sea por altos niveles de tanques de almacenamiento en estaciones aguas abajo o por requerimientos especiales, se abre el reciclo para que la cantidad de crudo que bombea la bomba realmente, no llega a la estación aguas abajo, en cambio recircula en la misma estación, disminuyendo el bombeo hacia aguas abajo. Al final de la línea de reciclo se instalara una válvula *check*. Las dos líneas de protección se conectan con la línea de entrada en las bombas IMO.

Figura 21. **Planta de estación Las Pozas en terreno existente**



Fuente: elaboración propia, con programa de AutoCAD 2008.

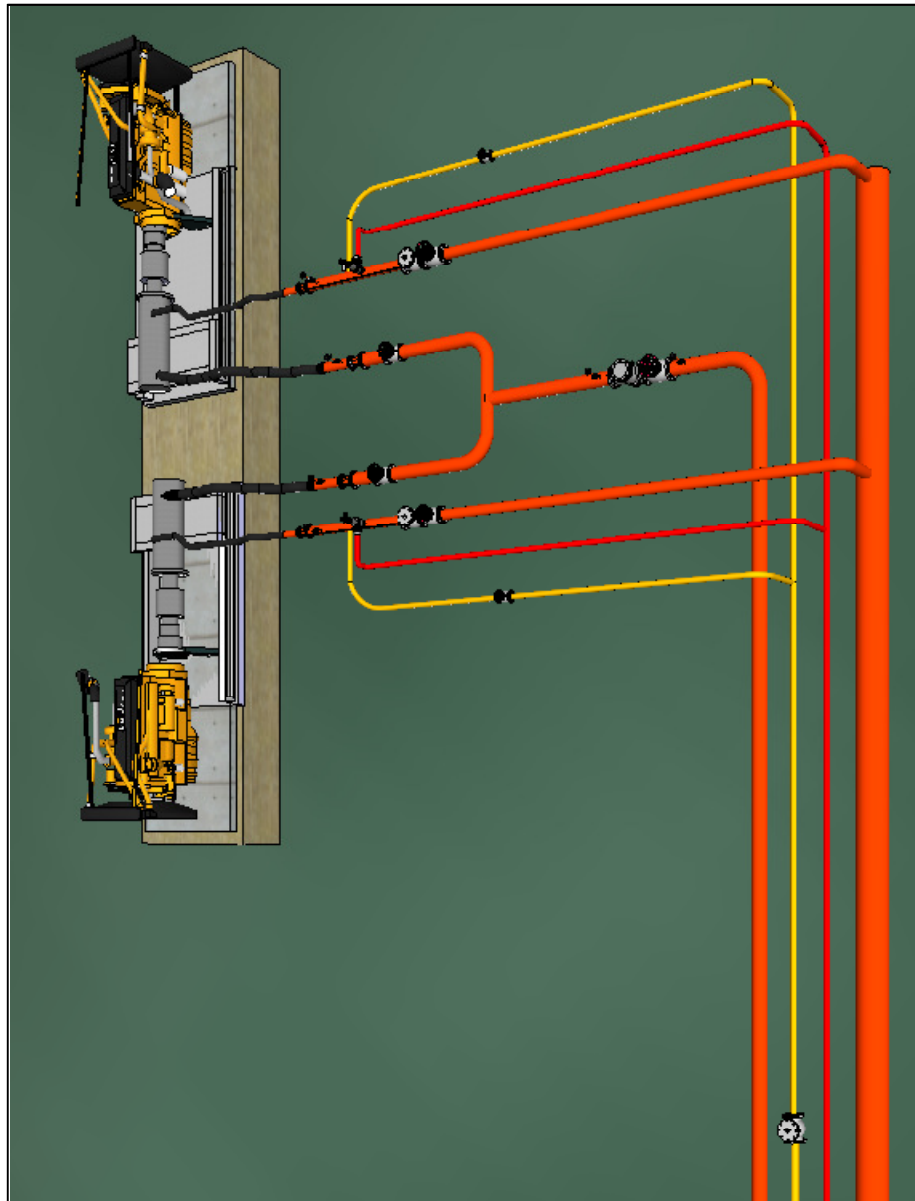
Para la estación, se contempla un área de trabajo de unos 5 000 metros cuadrados, los que hay que considerar para realizar los trabajos de obra civil.

- Diseño final

Para la presentación del diseño final se utilizó el software Google SketchUp 8, este software permite diseñar modelos en 3D.

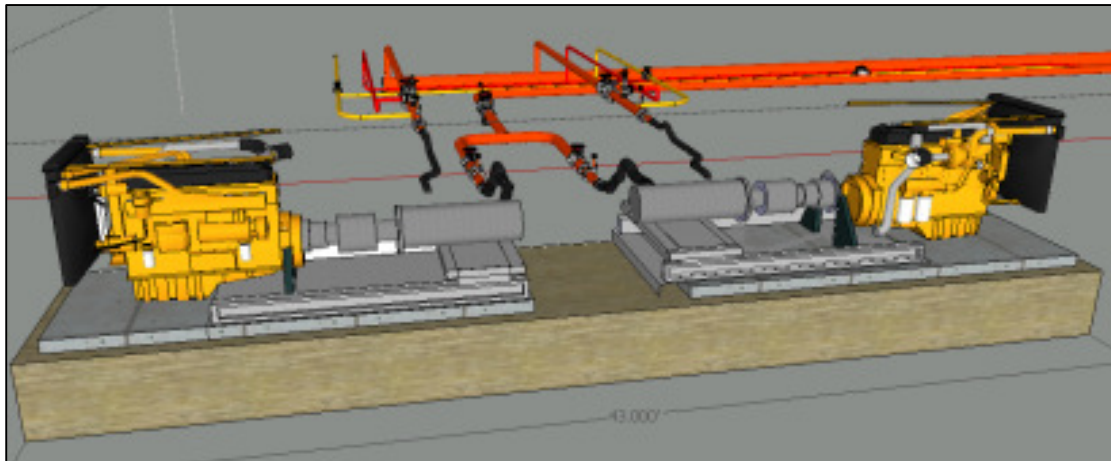
La figura 23 muestra el diseño final de la estación de bombeo ubicada en Las Pozas.

Figura 22. **Diseño final, estación intermedia Las Pozas**



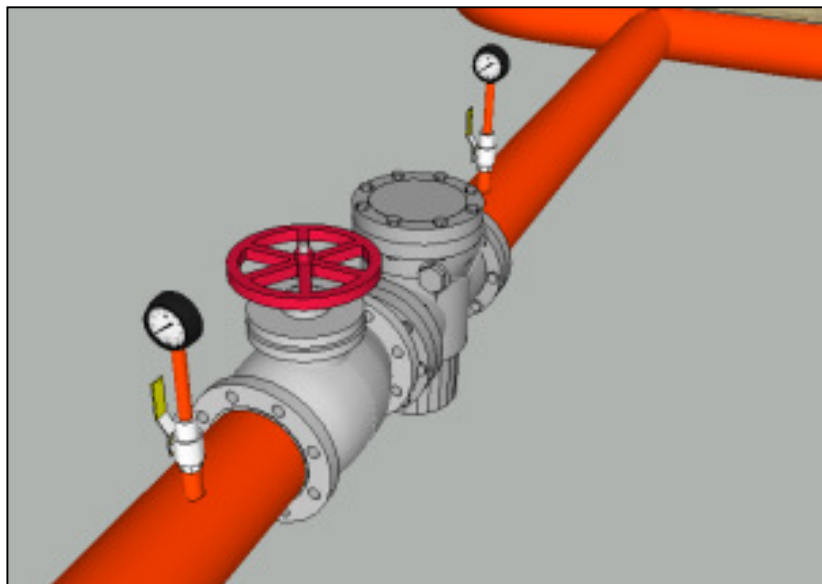
Fuente: elaboración propia, con programa de Google SketchUp 8.

Figura 23. **Perspectiva del diseño final de la plataforma con motores Caterpillar y bombas IMO**



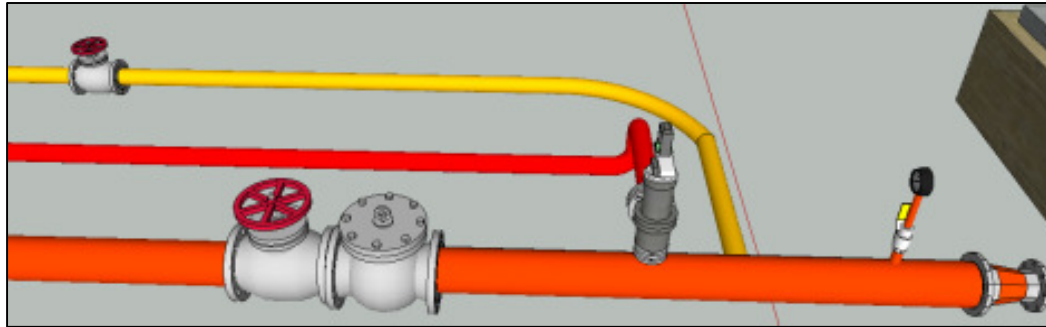
Fuente: elaboración propia, con programa de Google SketchUp 8.

Figura 24. **Perspectiva tubería de entrada del diseño final**



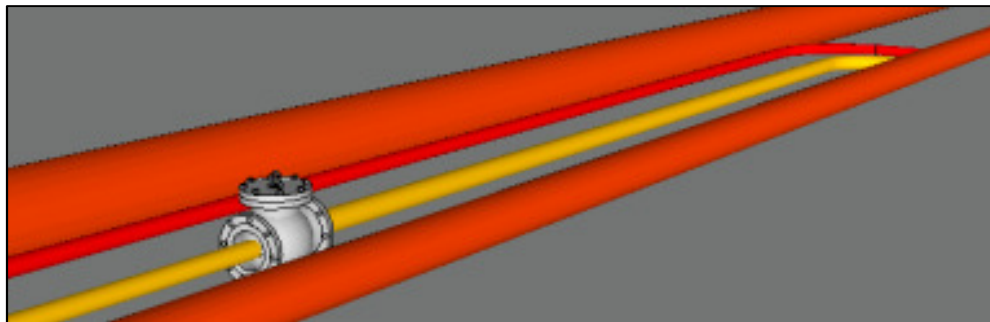
Fuente: elaboración propia, con programa de Google SketchUp 8.

Figura 25. **Tubería de salida, de reciclo y de alivio**



Fuente: elaboración propia, con programa de Google SketchUp 8.

Figura 26. **Válvula *check* en tubería de reciclo**



Fuente: elaboración propia, con programa de Google SketchUp 8.

- Obra civil

Antes de decidir a construir o armar cualquier cosa, se deberá de hacer una evaluación del terreno basado en parámetros de operación y de mantenimiento de la estación como por ejemplo áreas de trabajo, de estancia y de operación, topografía del terreno y de ser necesario un estudio de suelos

- Preparación del terreno

En el terreno se deberá de preparar un área que sirva de base o suelo de soporte. En este caso será necesaria la tala de árboles y arbustos para que no sean un obstáculo durante la operación. Esta limpieza se hará por etapas, dependiendo del avance de la obra para evitar la erosión del terreno.

El trazo y la nivelación del terreno son los primeros puntos a cubrir antes de comenzar a hacer alguna otra actividad de construcción. El trazado es el primer paso necesario para llevar a cabo la construcción. El trazado consiste en marcar sobre el terreno las medidas que se han pensado en el proyecto, y que se encuentran en el plano de la estación.

Desde el trazado de la obra es conveniente tener en cuenta a qué altura va a quedar el piso interior de la construcción con relación al nivel del terreno y de la banquetta para poder definir a qué altura se deberá de fundir los soportes de la tubería.

Para la nivelación del suelo de soporte y los cortes de los taludes, se recomienda que el movimiento de tierra se haga por etapas, dependiendo de la vida útil del sitio; así la lluvia no erosionara el terreno ni se perderá la tierra, que podría emplearse como cobertura. Para la nivelación y en la apertura de zanjas se deberá de emplear equipo pesado (tractor de orugas, retroexcavadora, etc.), este equipo servirá para la construcción del camino de acceso.

- Diseño de cimentaciones

La estación móvil Las Pozas se diseñó en base a las estaciones Tamariz y Río Frío por lo que la cimentación no varía. La única diferencia es que deberán

de hacerse en las plataformas para su movilidad. Estas cimentaciones serán de 2 x 5,4 x 0,15 metros, a 13 centímetros por lo menos dentro de la plataforma.

2.1.1.4. Costos

El detalle de los costos del proyecto es presentado a continuación en la tabla XVII. Para la elaboración de dicha tabla se utilizó los costos de referencia con los que cuenta Perenco.

Tabla XVII. **Costos estimados para la construcción de la estación móvil Las Pozas**

No.	Descripción	Costo c/u	Cantidad	Total
1	Válvula de alivio modelo 81P de acero al carbón, entrada de 1 1/2", salida de 2" clase 300	Q 38 000,00	2	Q 76 000,00
2	Válvula de alivio modelo 81P de acero al carbón, entrada de 2", salida de 3" clase 300	Q 43 000,00	2	Q 86 000,00
3	Válvula de bola de 8" de acero al carbón de clase 600 de 1 500 psi	Q 35 750,00	4	Q 143 000,00
4	Válvula de bola 1/2" acero al carbón de 1 500 psi	Q 22 550,00	9	Q 202 950,00
5	Válvula de bola de 1 1/2" acero al carbón clase 600 de 1 500 psi	Q 7 653,30	3	Q 22 959,90
6	Válvula de bola de 2" acero al carbón clase 600 de 1 500 psi	Q 2 394,00	3	Q 7 182,00
7	Válvula de bola de 3" acero al carbón clase 600 de 1 500 psi	Q 11 409,12	2	Q 22 818,24
8	Válvula de bola de 3/8" acero al carbón para alta presión	Q 6 780,00	2	Q 13 560,00
9	Válvula <i>check</i> de 12" acero al carbón clase 300	Q 6 600,00	1	Q 6 600,00
10	Válvula <i>check</i> de 3" acero al carbón clase 300	Q 4 136,00	1	Q 4 136,00
11	Válvula <i>check</i> de 6" acero al carbón clase 300	Q 11 680,00	1	Q 11 680,00
12	Reductor de 12" a 8" acero al carbón cédula 40	Q 653,20	1	Q 653,20
13	Reductor de 8" a 6" acero al carbón cédula 40	Q 547,30	2	Q 1 094,60
14	Reductor de 6" a 4" acero al carbón cédula 40	Q 136,00	2	Q 272,00
15	Reductor de 6" a 3" acero al carbón cédula 40	Q 167,60	1	Q 167,60
16	Reductor de 3" a 1 1/2" acero al carbón cédula 40	Q 96,40	2	Q 192,80
17	Reductor de 3" a 2" acero al carbón	Q 55,60	2	Q 111,20
18	Reductor de 8" a 1 1/2" acero al carbón	Q 135,50	1	Q 135,50
19	Filtros de 8" marca Royal Guard Corporation. Tipo 55FBSTDO51, tamaño 10 para 205 psi @ 100 Of	Q 3 400,00	2	Q 6 800,00
20	Manómetros con glicerina de 4" con unión de 1/2"	Q 438,80	8	Q 3 510,40
21	Tubería de 14"	Q 1 532,80	40	Q 61 312,00
22	Tubería de 8"	Q 895,60	387,449754	Q 347 000,00

Continuación de la tabla XVII.

23	Tubería de 6"	Q 524,80	15	Q 7 872,00
24	Tubería de 3"	Q 181,84	120	Q 21 820,80
25	Manguera flexible de alta presión de 6"	Q 548,00	10	Q 5 480,00
26	Manguera flexible de alta presión de 4"	Q 485,00	10	Q 4 850,00
27	Cascada de aire fresco	Q 148 400,00	1	Q 148 400,00
28	Bomba centrífuga de 80 GPM	Q 6 543,00	1	Q 6 543,00
29	Tanque plástico de 5 000 Litros	Q 7 023,12	2	Q 14 046,24
30	Tonel de espuma	Q 1 120,00	2	Q 2 240,00
31	Manguera para uso contra incendios general	Q 1 240,00	2	Q 2 480,00
32	Extintor	Q 1 345,00	5	Q 6 725,00
33	Sensor de humo	Q 173,36	3	Q 520,08
34	Equipo de aire auto contenido de 30 minutos	Q 13 200,00	2	Q 26 400,00
35	Equipo de aire auto contenido de 5 minutos	Q 12 000,00	2	Q 24 000,00
36	Sensor H2S	Q 2 440,00	3	Q 7 320,00
37	Manga de viento	Q 352,00	2	Q 704,00
38	Motores de combustión interna marca CAT 3406	Q 360 000,00	2	Q 720 000,00
39	Bomba de desplazamiento positivo tipo tornillo marca IMO	Q 520 000,00	2	Q 1 040 000,00
40	Genset de 263 Kva	Q 440 000,00	1	Q 440 000,00
41	Flange clase 600 de 8"	Q 1 200,00	16	Q 19 200,00
42	Flange clase 600 de 6"	Q 1 000,00	8	Q 8 000,00
43	Flange clase 300 de 3"	Q 850,00	8	Q 6 800,00
44	Flange clase 300 de 1 1/2"	Q 480,00	2	Q 960,00
45	Flange clase 300 de 2"	Q 600,00	2	Q 1 200,00
46	T de 14", 14" y 8"	Q 1 400,00	3	Q 4 200,00
47	T de 6", 6" y 3"	Q 1 243,00	2	Q 2 486,00
48	T de 3", 3" y 3"	Q 1 100,00	2	Q 2 200,00
49	Codo de 45o de 6" a 6"	Q 890,00	4	Q 3 560,00
50	Codo de 90o de 6" a 6"	Q 940,40	8	Q 7 523,20
51	Codo de 90o de 3" a 3"	Q 760,00	18	Q 13 680,00
52	Codo de 90o de 8" a 14"	Q 1 280,00	1	Q 1 280,00
53	Flexitallic tipo CG de 8" clase 600	Q 232,40	16	Q 3 718,40
54	Flexitallic tipo CG de 6" clase 600	Q 113,40	8	Q 907,20
55	Flexitallic tipo CG de 3" clase 300	Q 86,40	8	Q 691,20
56	Flexitallic tipo CG de 1 1/2" clase 300	Q 65,00	2	Q 130,00
57	Flexitallic tipo CG de 2" clase 300	Q 56,00	2	Q 112,00
58	Esparrago de 1 1/8" y 7 8/4"	Q 71,00	192	Q 13 632,00
59	Esparrago de 1 1/8" y 7 8/4"	Q 37,00	96	Q 3 552,00
60	Esparrago de 1 1/8" y 7 8/4"	Q 13,20	64	Q 844,80
61	Esparrago de 1 1/8" y 7 8/4"	Q 8,30	16	Q 132,80
62	Esparrago de 1 1/8" y 7 8/4"	Q 12,05	8	Q 96,40
Total				Q 3 592 442,56

Fuente: elaboración propia.

El valor total de materiales y equipos sería de unos Q. 3 592 442,56 comprando todo lo necesario. Este valor se reduciría notablemente ya que los equipos de operación como lo son los motores Caterpillar, las bombas de desplazamiento positivo y el generador no serán necesarios por que la empresa posee varios equipos sin uso en estaciones de bombeo. El camper de hospedaje, tanques de combustibles y costos de alimentación no están incluidos.

El costo total sin incluir los materiales y equipos que la empresa puede brindar asciende a: Q. 1 392 442,56.

2.1.1.5. Plan de implementación, arranque y paro

Para la operación correcta de la estación móvil se deberá de crear un plan de implementación y de arranque de la misma, de manera que se pueda instalar, operar, parar y desinstalar la estación móvil cuando sea necesario.

Al tomar la decisión de meter en operación la estación Las Pozas, lo primero será alistar los equipos necesarios como las plataformas de operación y camper de oficina/hospedaje para su traslado hacia el caserío Las Pozas. Una vez con las plataformas en el terreno ubicadas correctamente se realizará la conexión de mangueras flexibles de alta presión y mangueras de combustibles. Completado la fase de preparación se procede a realizar las revisiones iniciales previas al arranque.

Dentro de las revisiones iniciales se deberá de:

- Chequear motores, niveles de aceite y refrigerante, así como horas trabajadas (horómetro) para control, de servicio de mantenimiento y carga de baterías de las bombas.

- Comunicar a estación Nance, refinería y Raxruhá (estaciones aguas arriba y aguas abajo), el arranque de la estación.
- Chequear válvulas de alivio, deberán estar abiertas.

Luego de las revisiones iniciales abrir válvulas *master* a la entrada y salida de la estación. Reducir la presión de salida en estación Nance de manera que la presión a la entrada en Las Pozas sea de 100 libras fuerza por pulgada cuadrada.

Coordinar con Nance, su bombeo debe estar con una bomba a 1 100 ó 1 150 revoluciones por minuto, antes de ingresar la estación. Abrir la válvula de entrada a la bomba IMO y chequear que la válvula de reciclo y salida estén abiertas.

Encender el motor de la bomba a ingresar, para poder encender el motor la presión de entrada de crudo tiene que ser mayor de 20 libras fuerza por pulgada cuadrada, de lo contrario no se encenderá. Calentar el motor a 1 100 revoluciones por minuto, durante diez minutos y luego meter el embrague, cerrar la válvula de reciclo poco a poco hasta cerrarla en totalidad.

Comunicar las nuevas condiciones operativas a estaciones aguas arriba y aguas abajo. Las revoluciones del motor deben ajustarse hasta bombear como mínimo el volumen que está enviando la estación Nance, teniendo como restricciones la presión máxima de descarga de la estación, (1 300 libras fuerza por pulgada cuadrada), o las indicaciones de la estación Nance. En este momento se empezara a bombear desde Las Pozas y Nance podrá aumentar la presión.

Para realizar el paro de la estación móvil igual deberá de coordinarse con estación Nance y estación Raxruhá el paro de la estación Las Pozas. Verificar que los motores de Nance y Las Pozas trabajen a bajas revoluciones (1 100 revoluciones por minuto). Iniciar a bajar revoluciones al motor lentamente de 50 revoluciones por minuto en 50 revoluciones por minuto. Abrir la válvula de recirculación de la bomba lentamente, manteniendo las revoluciones del motor alrededor de 1 000 revoluciones por minuto. Al estar totalmente abierta la válvula de recirculación, sacar el embrague del motor. Cerrar la válvula de entrada a la estación y verificar que las líneas no estén presurizadas. Dejar trabajar el motor de 5 a 10 minutos a 1 000 revoluciones por minuto para luego apagarlo. Dejar la válvula de recirculación y la válvula de descarga abiertas.

Después de sacar la bomba que esté en funcionamiento, cerrar la válvula de entrada a la estación verificando que el tramo de entrada a la estación no se presurice, para esto se debe de verificar que la válvula de reciclo este abierta y luego meter el embrague de la misma bomba mientras se cierra lentamente la válvula de reciclo. Verificar que la presión de entrada a las bombas no baje de 20 libras fuerza por pulgada cuadrada para evitar la cavitación.

2.1.2. Dilución de derivados livianos de la refinería en producto proveniente del campo de extracción

En el presente apartado, se describirá los principales productos derivados del petróleo que son considerados como livianos y que procesa la planta Perenco, tales como:

- *Blend*
- Nafta
- *Diesel* comercial

2.1.2.1. *Blend*

Como previamente se explicó la refinería La Libertad produce además de asfalto y Liviano D livianos o subproductos del petróleo, se llaman livianos debido a que poseen una densidad muy por debajo de la del crudo extraído en el campo de extracción. El VGO, por sus siglas en inglés (*Vacuum Gas Oil*) y los Aromáticos, se utilizan como diluyentes para disminuir la viscosidad en la mezcla de crudo Xan y crudo reducido.

El año pasado inició el proyecto denominado *Blend*, el cual se dividió en dos fases, la primera fase fue concluida el año pasado, en esta fase se logró disminuir la viscosidad de la mezcla almacenada en estación Nance, pero sin lograr resultados considerables para poder definir resuelto el problema de viscosidad.

Esta primera fase del proyecto de diluyentes fue completado en 2011, el cual se realizó exitosamente mezclando reducidos con VGO + aromáticos + crudo Xan lo que permitió reducir la viscosidad del producto inyectado al oleoducto 2 200 hasta 600 *centistokes*, pero por el volumen de diluyentes no se logra mezclar el total de reducido producido por refinería La Libertad inyectándolo por unos 3 o 4 días, luego estos livianos previamente almacenados se agotan, inyectando al oleoducto reducido puro durante los dos a tres días restantes, antes del paro de la planta de asfalto completamente. Creando problemas en el desplazamiento del tramo Nance – Raxruhá por baches.

Los resultados del laboratorio son los siguientes (ver tabla XVIII):

Tabla XVIII. **Resultados de mezcla reducido con VGO**

Reducido %	API del reducido	VGO %	API del VGO	API de la mezcla	Viscosidad cinemática cSt 100°F
83%	5,5	17%	20,9	8,1	8 580
80%	5,5	20%	20,9	8,3	6 211
78%	5,5	22%	20,9	8,5	4 913
75%	5,5	25%	20,9	9,3	3 516
70%	5,5	30%	20,9	9,6	2 285
65%	5,5	35%	20,9	10,7	1 313
60%	5,5	40%	20,9	11,4	797
55%	5,5	45%	20,9	12,1	540
50%	5,5	50%	20,9	12,5	373

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIX. **Mezcla de reducido - VGO - aromáticos**

Reducido %	API del reducido	VGO %	API del VGO	Aromáticos %	API del aromático	API de la mezcla	Viscosidad cinemática cSt 100°F
77%	5,5	17%	20,9	6%	23,4	8,5	3 166
74%	5,5	20%	20,9	6%	23,4	9,4	2 224
72%	5,5	22%	20,9	6%	23,4	9,2	1 812
69%	5,5	25%	20,9	6%	23,4	10,3	1 027
64%	5,5	30%	20,9	6%	23,4	11,1	870
59%	5,5	35%	20,9	6%	23,4	11,6	560
54%	5,5	40%	20,9	6%	23,4	12,4	331
49%	5,5	45%	20,9	6%	23,4	13	259
44%	5,5	50%	20,9	6%	23,4	13,9	178

Fuente: elaboración propia.

Tabla XX. **Resultados de mezcla reducido, VGO con crudo Xan**

Reducido + VGO %	API de la mezcla Red-VGO	Crudo Xan %	API del crudo Xan	API de la mezcla Final	Viscosidad cinemática cSt 100°F
38%	8.1	62%	15.5	12.4	980
39%	8.3	61%	15.5	12.2	940
40%	8.5	60%	15.5	12.4	880
41%	9.3	59%	15.5	12.5	806
43%	9.6	57%	15.5	12.6	745
44%	10.7	56%	15.5	12.8	596
46%	11.4	54%	15.5	13.3	503
48%	12.1	52%	15.5	13.4	427
50%	12.5	50%	15.5	13.9	338

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXI. **Resultados de mezcla reducido, VGO y aromáticos con crudo Xan**

Mezcla Reducido-VGO-aromático %	API de la mezcla RD-VGO- Arom.	Crudo Xan %	API del crudo Xan	API de la mezcla Final	Viscosidad cinemática cSt 100°F
40%	8,5	60%	15,5	11,9	794
41%	9,4	59%	15,5	12,2	718
42%	9,2	58%	15,5	12,6	686
43%	10,3	57%	15,5	12,7	567
45%	11,1	55%	15,5	13,1	430
46%	11,6	54%	15,5	13,4	427
48%	12,4	52%	15,5	13,1	329
50%	13	50%	15,5	14	287
51%	13,9	49%	15,5	14,2	248

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar, la cantidad de *blend* (VGO + aromáticos) debe de ser alta para que la viscosidad se reduzca considerablemente, el problema

radica en que no se produce cantidades tan grandes de livianos, durando este *blend* hasta 4 días. La refinería hoy en día inyecta este *blend* a la estación de bombeo Nance, para este año se tiene contemplado implementar la fase II en la que se usara la nafta como otro diluyente en busca de minimizar aún más la viscosidad del producto bombeado de la estación Nance al oleoducto.

2.1.2.2. Nafta

La nafta es un subproducto o liviano del petróleo crudo proveniente de la destilación atmosférica, o de la primera etapa en la refinería. Este liviano se utiliza en el primer intercambiador de calor el cual aumenta la temperatura del crudo proveniente del campo de extracción al entrar al proceso de la refinería.

Este es un subproducto altamente volátil, por lo cual el manejo requiere mucho cuidado, por eso se deberá de modificar un tanque para poder almacenarlo correctamente. Por el momento está nafta, luego de aprovechar su energía calorífica se reinyecta a la estación Nance, junto con el Blend de forma intermitente.

El proyecto contempla la instalación de un techo flotante interno al tanque 800, este posee un techo cónico fijo, el tanque tiene capacidad de 2 000 barriles. Con esta modificación se evitara la evaporación del hidrocarburo del tanque hacia el ambiente y principalmente se evitará la formación de una mezcla explosiva por la inclusión de oxígeno al interior del tanque durante el proceso de vaciado del tanque y por el encogimiento de volumen por cambios de temperatura.

Operativamente no se tendrán cambios ni se deberán de tomar medidas adicionales ya que actualmente la nafta es producida en la refinería.

- **Análisis de laboratorio**

El objetivo es determinar la viscosidad a 100 grados Fahrenheit de diferentes proporciones de nafta y reducido, mezclándolas con 60 por ciento de crudo Xan.

Para cada producto por medio del grado API se obtiene la densidad y se pesa cada uno según el porcentaje en volumen que debe contener la mezcla, esto se hace debido a que el crudo reducido no es muy fluido, por lo tanto los demás productos también se pesan. La agitación de las mezclas se realiza con la ayuda de una espátula por un espacio de 10 minutos hasta obtener una mezcla homogénea.

- **Etapas:** Etapa 1: se realiza una serie de mezclas a diferentes porcentajes en volumen de crudo reducido de refinería Libertad. Esta es la primera etapa de las pruebas. Seguidamente como segunda etapa se realizarán las pruebas con mezcla de crudo Xan. Todas las pruebas se realizaron a 100 grados Fahrenheit, y muestras de 500 mililitros. Estos fueron los resultados de la primera etapa (ver tabla XXII):

Tabla XXII. **Resultados de mezcla reducido con nafta, etapa 1**

MEZCLA	API NAFTA	DENSIDAD NAFTA	API REDUCIDO	DENSIDAD REDUCIDO	% NAFTA	MASA DE NAFTA	MASA DE REDUCIDO	API MEZCLA
A	69,5	0,704	6,3	1,027	3%	10,6	498,1	6,0
B	69,5	0,704	6,3	1,027	6%	21,1	482,7	6,4
C	69,5	0,704	6,3	1,027	7%	24,6	477,6	6,8
D	69,5	0,704	6,3	1,027	8%	28,2	472,4	8,5
E	69,5	0,704	6,3	1,027	9%	31,7	467,3	8,5
F	69,5	0,704	6,3	1,027	12%	42,2	451,9	9,5

Fuente: elaboración propia.

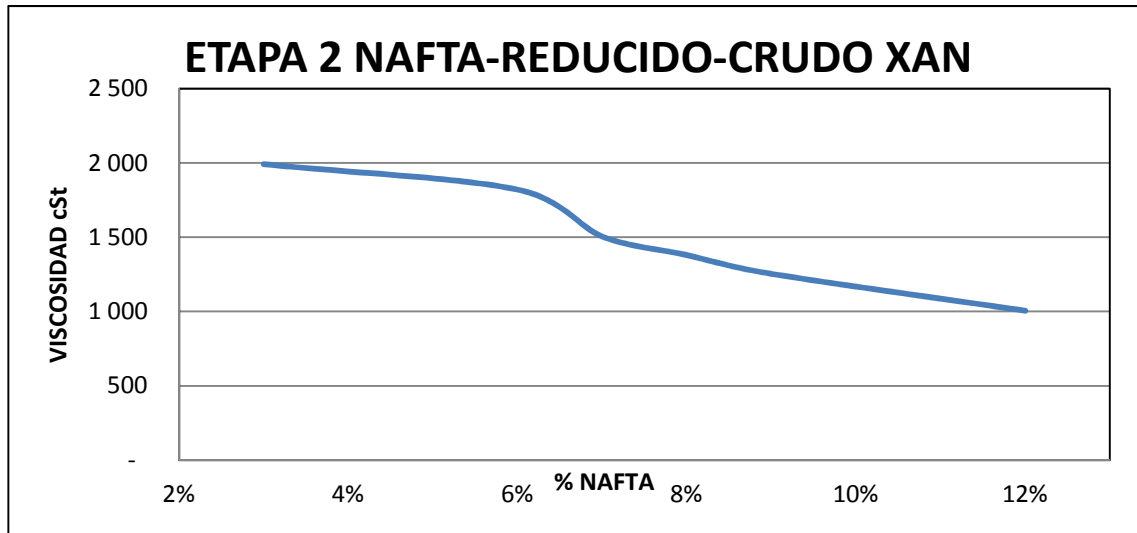
- Etapa 2: para la segunda etapa estas muestras fueron mezcladas con 60 por ciento de crudo Xan. De la misma forma todas las muestras se hicieron en base a pesos y no volúmenes. Todas las mezclas se realizaron a 100 grados Fahrenheit y muestras de 400 mililitros. El API de las mezclas finales se obtuvo mediante la gravedad específica encontrada según el método del picnómetro debido a que las mezclas finales son muy viscosas y al recalentarlas los livianos se evaporarían. Estos fueron los resultados (ver tabla XXIII):

Tabla XXIII. **Resultados de mezcla reducido, nafta con crudo Xan, etapa 2**

MEZCLA	API MEZCLA	API CRUDO XAN	DENSIDAD MEZCLA	DENSIDAD CRUDO XAN	% CRUDO XAN	MASA DE MEZCLA	API MEZCLA FINAL	MASA DE CRUDO XAN	VISCOSIDAD A 100°F (cSt)
A.1	6,0	15,3	1,031	0,694	60%	165,0	11,0	231,4	1,991
B.1	7,5	15,3	1,018	0,694	60%	162,9	11,4	231,4	1,820
C.1	7,9	15,3	1,015	0,694	60%	162,4	11,8	231,4	1,505
D.1	8,5	15,3	1,014	0,694	60%	162,2	11,8	231,4	1,380
E.1	8,5	15,3	1,011	0,694	60%	161,8	11,8	231,4	1,254
F.1	9,5	15,3	1,001	0,694	60%	160,2	12,7	231,4	1,006

Fuente: elaboración propia.

Figura 27. Gráfica de *blend* fase 2



Fuente: elaboración propia.

Durante la homogenización de las mezclas hay evaporación de H_2S y productos livianos contenidos en la nafta y en el crudo, por lo que el API tiende a bajar y la viscosidad a subir. Esto no sucederá dentro del mezclador estático ya que tanto el H_2S como los productos livianos se disolverán nuevamente y esto daría datos un poco distintos.

- Almacenamiento en tanque con techo flotante

El techo flotante será diseñado y fabricado por una empresa especializada en los Estados Unidos, las partes vendrán prefabricadas quedando únicamente en campo la instalación. La elección del tanque y de la modificación se basó según las Normas API que hacen referencia a los materiales fijados por las Normas ASTM y se siguen las normas de seguridad dadas por National Fire Protection Association (NFPA).

Figura 28. **Tanque 800, La Libertad Petén**



Fuente: kilómetro 500, La Libertad, Petén.

El techo flotante consta de una membrana solidaria al espejo del producto que evita la formación del espacio vapor, minimizando pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo el daño al medio ambiente y el riesgo de formación de mezclas explosivas en las cercanías del tanque. El techo flotante puede ser interno o externo. En cualquiera de los casos debe existir un sello entre la membrana o potones y la envolvente del tanque. Los nuevos techos internos se construyen de aluminio, y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque. Cuando se coloca un techo flotante interno, no se coloca una válvula PV (presión, vacío), sino que se practican ventanas en la parte superior de la envolvente contra el techo.

El techo flotante interno será de aluminio con potones, estos son cilindros estancos que flotan sobre el espejo del producto y sustentan al techo, estos no

deben ser sometidos a esfuerzos, ya que esto produciría su pinchadura y posterior hundimiento.

Los sellos se encargan de minimizar las fugas de vapores en la unión entre el techo flotante y la envolvente del tanque. Hay de distintos tipos y para obtener buenos resultados se debe colocar un sello primario y un sello secundario. El sello primario, que es indispensable, puede ser del tipo pantográfico de zapata o de espuma montada en fase líquida. El sello secundario se monta sobre el primario y puede tener rodamientos que se apoyen contra la pared del tanque.

La empresa con la que se trabajara es HMT Tank, la que ofreció:

Techo interno flotante de aluminio con paras Aluminatortm RC con sello primario mecánico mini-zapata metálico, con tela de barrera de vapores de Petrolam-10 (teflón laminado de 10 milésimas de espesor) y con lámina de cubierta del techo de aluminio de 0,020 pulgadas de espesor por 60 pulgadas de ancho.

El sello está conformado de zapatas en acero inoxidable, calibre 18, con dimensiones de 16 pulgadas x 144 pulgadas; sujetador de zapata en aluminio; tijera/soporte en aluminio; canaleta aprensadora de zapata de 7^{3/4} pulgadas en aluminio; canaleta aprensadora de anillo perimetral de 15 ³/₄ pulgadas en aluminio; barras de empuje de acero inoxidable (templadas a ¹/₄ de pulgada) de 3 pulgadas x 36 pulgadas; tela de barrera de Petrolam-10 (teflón laminado de 10 milésimas de espesor) de 18 pulgadas de ancho; potones (flotadores) de 10 pulgadas de diámetro x 28 pulgadas (máximo) de largo en aluminio; abrazaderas de pontones en aluminio. Tornillería en acero inoxidable serie 300. Este techo es estructuralmente capaz de soportar una carga de 500 libras concentradas en un área de un pie cuadrado en cualquier ubicación del techo.

El período de instalación comprende de una semana para el montaje y las adecuaciones y reparaciones del tanque serán realizadas por personal de Perenco previo a la instalación del techo flotante interno.

- Inyección hacia estación nance

Se instalará una línea de tubería con *bypass* en la conexión existente para la inyección de aromáticos habilitado en la fase 1 del proyecto, utilizando la misma bomba existente y la válvula de dosificación con lazo de control configurado en el sistema de control de la planta (delta V) para la inyección hacia estación Nance.

Tabla XXIV. **Costos de modificación de techo flotante**

HMT TANK TECHO FLOTANTE ALUMINATOR RC CON PONTONES	
Patas Aluminator RC y techo flotante de aluminio	\$ 27 232,00
Flete y seguro	\$ 3 200,00
Impuestos	\$ 3 268,00
Supervisor de HMT para instalación (7 días)	\$ 4 900,00
Costos de viaje para supervisor de HMT	\$ 1 300,00
TOTAL	\$ 39 900,00

Fuente: elaboración propia.

2.1.2.3. ***Diesel* comercial**

Otra opción planteada fue la utilización de *diesel* comercial como diluyente, con el fin de disminuir la viscosidad del crudo bombeado de Nance a Raxruhá.

- Análisis de laboratorio

Como primera prueba, se realizó un análisis de viscosidades mediante pruebas de cuello de botella de una mezcla entre reducido y *diesel* comercial a diferentes proporciones, estos fueron los resultados:

Tabla XXV. **Resultados de mezcla *diesel* comercial con reducido**

Viscosidad en cSt.	Temperatura °F	Porcentaje <i>diesel</i> comercial	Porcentaje crudo reducido
776	70	38	62
782	80	36	64
704	90	33	67
642	100	31	69

Fuente: elaboración propia.

Luego, se realizaron pruebas de viscosidad con una mezcla entre crudo reducido, crudo Xan y *diesel* comercial. Estos fueron los resultados:

Tabla XXVI. **Resultados de mezcla *diesel* comercial con reducido y crudo Xan**

Porcentaje de crudo Xan	Porcentaje de reducido	Porcentaje de <i>diesel</i> comercial	Viscosidad en cSt.
65	35	5	1 465
60	40	10	909
58	42	12	773

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en los resultados de las pruebas de laboratorio, para conseguir una mezcla de crudo reducido, Xan y *diesel* comercial con una viscosidad menor a los 800 *centistokes*, valor que garantiza un desplazamiento

sin problemas por todo el oleoducto, se necesita un 12 por ciento de *diesel* comercial en la mezcla.

- Costos

De los datos brindados por el laboratorio, con un 12 por ciento de *diesel*, un 58 por ciento de crudo Xan y 30 por ciento de reducido se logra una mezcla con viscosidad de 770 *centistokes* a 100 grados Fahrenheit.

Hoy en día la refinería bombea unos 3 705 barriles de petróleo estándar por día de reducido hacia estación Nance, los días que no produce asfalto, si este valor representa el 30 por ciento de nuestra mezcla se necesitan unos 1 480 barriles por día de *diesel* comercial para lograr la mezcla deseada. Esa cantidad de *diesel* equivale a un gasto diario de Q. 2 306 304,00 o US\$ 300 300,00 (a Q. 38,00 el galón de *diesel*). Este gasto se reduciría realmente ya que la cantidad de *diesel* comprado de igual forma se vendería, por lo que el gasto sería la diferencia entre lo comprado y lo vendido.

Los 3 705 barriles por día de reducido que produce se venderían a unos US\$ 444 600,00, vendiendo cada barril a US\$ 120,00. Con la nueva mezcla la refinería inyectaría unos 5 369 barriles por día, en vez de los 3 705 barriles por día, igual al venderlos a US\$ 120,00 por barril, se obtendrían unos US\$ 644 352,00. El aumento en la venta sería la diferencia entre US\$ 444 600,00 y US\$ 644 352,00 lo que daría un valor de US\$ 199 752,00, por lo que el costo real de los 1 664 barriles por día de *diesel* sería la diferencia entre US\$ 300 300,00 y US\$ 199 752,00 lo que daría un valor de US\$ 100 548,00 de *diesel* comercial por cada inyección de reducido por parte de la refinería

2.1.3. Reductores de viscosidad

Otra solución analizada en este trabajo de Ejercicio Profesional Supervisado fue el uso de químicos reductores de viscosidad inyectados según proporciones específicas en el crudo bombeado en estación Nance hacia el resto del oleoducto.

Los aditivos para reducción de fricción se han usado por varios años en la industria petrolera internacional, principalmente a nivel de oleoductos a objeto de incrementar la capacidad de transporte, al dosificar poliolefinas de alto peso molecular.

2.1.3.1. Propuesta

La propuesta consiste en realizar pruebas de botella, realizadas por las empresas a cotizar. Las empresas contactadas fueron: Lipesa y MI Swaco.

- Lipesa

Esta empresa evaluó la efectividad del aditivo Lipesa-7221 a nivel de laboratorio, dosificándolo en la mezcla de Xan/crudo reducido, con y sin presencia de nafta.

Para el desarrollo de la prueba se siguió la siguiente metodología:

- Se midió la viscosidad del crudo Xan seco sin ningún tratamiento químico a 75 grados Fahrenheit, luego se evaluaron tres aditivos para reducción de viscosidad a 2 000 partes por millón, a objeto de

seleccionar el mejor de estos, los cuales están formulados para crudo seco.

Tabla XXVII. **Resultados crudo Xan seco, Lipesa**

Aditivo	Eficiencia
Referencia	-----
L-7221	26%
L-7225	9%
L-IPTC 216	5%

Fuente: elaboración propia.

- Al confirmar que el Lipesa 7221 mostro ser efectivo en 26 por ciento, en términos de reducción de viscosidad en la condición anterior, luego se procedió a formular mezclas de crudo para simular el tratamiento de oleoducto, desde la estación Nance.
- En la mezcla 1 (M1), el fluido está integrado por 70 por ciento de Xan y 30 por ciento de crudo reducido.

Tabla XXVIII. **Resultados Xan 70% - reducido 30%, Lipesa**

T (°F)	Lipesa 7221, ppm			
	0	250	500	500
80	6 799	5 944	5 809	6 019
η	NA	13	15	11
100	2 577	2 303	2 335	2 451
η	NA	11	9	5

Fuente: elaboración propia.

Esta empresa necesita realizar varias pruebas de campo con el fin de verificar los datos de laboratorio.

- MI Swaco

Esta empresa efectuó diversas pruebas en laboratorio y de ellas propuso el uso de la formulación EPT-2573 para reducir la viscosidad de la mezcla de crudo realizada en refinería, presentó excelentes resultados, obteniendo compatibilidad química y resultados satisfactorios para el mejoramiento del flujo del oleoducto por la vía de reducción de la viscosidad.

Las pruebas finales efectuadas en el laboratorio fue con una mezcla de 30 por ciento de reducido, 63 por ciento de crudo Xan y 7 por ciento de nafta, y de acuerdo a los resultados obtenidos, se tienen resultados satisfactorios a partir de las 8 000 partes por millón, con una mejora sustancial a 12 500 partes por millón.

Tabla XXIX. **Resultados Xan 30% - reducido 63% - nafta 7%, MI Swaco**

Temperatura °F	Viscosidad cP.		%
	Blanco Xan	Mezcla a 12,500 ppm	Eficiencia vs Xan
74	2 196	1 986	9,6
80	1 986	1 390	30
90	1 674	989	40,9
100	874,8	763	12,8

Fuente: elaboración propia.

2.1.3.2. Costos

Los resultados referentes a costos que fueron brindados con base en los estudios realizados por las empresas contratadas, se muestran en las tablas XXX y XXXI.

Tabla XXX. **Costo Lipesa, bombeo de 9 000 barriles por día para prueba de campo**

PRESENTACIÓN	DOSIS A EMPLEAR	CONSUMO DE PRODUCTO	COSTO POR TAMBOR USD	COSTO DIARIA USD
Tambor por 55 gal (180 kg)	2 000 ppm	88gal/1 000 bbls de crudo	1 170,00	18 720,00

Fuente: elaboración propia.

Este costo diario es por realizar la prueba de campo.

Tabla XXXI. **Costo MI Swaco, bombeo de 9 000 barriles por día para prueba de campo**

DESCRIPCIÓN	DOSIS A EMPLEAR	GAL/DIA	MONTO DIARIO USD
Mejorador de flujo EPT-2573	12 500 ppm	4725,9	103 747,50

Fuente: elaboración propia.

2.1.4. Simulación de operación de oleoducto en software

Para la simulación de las operaciones dentro del oleoducto se utilizó el software Pipe Flow Expert en su versión 5.12. Este es un software fácil de utilizar, confiable que resuelve ecuaciones de régimen de flujo y caída de presión con el método preciso de Darcy Weisbach y Colebrook White.

2.1.4.1. Software seleccionado

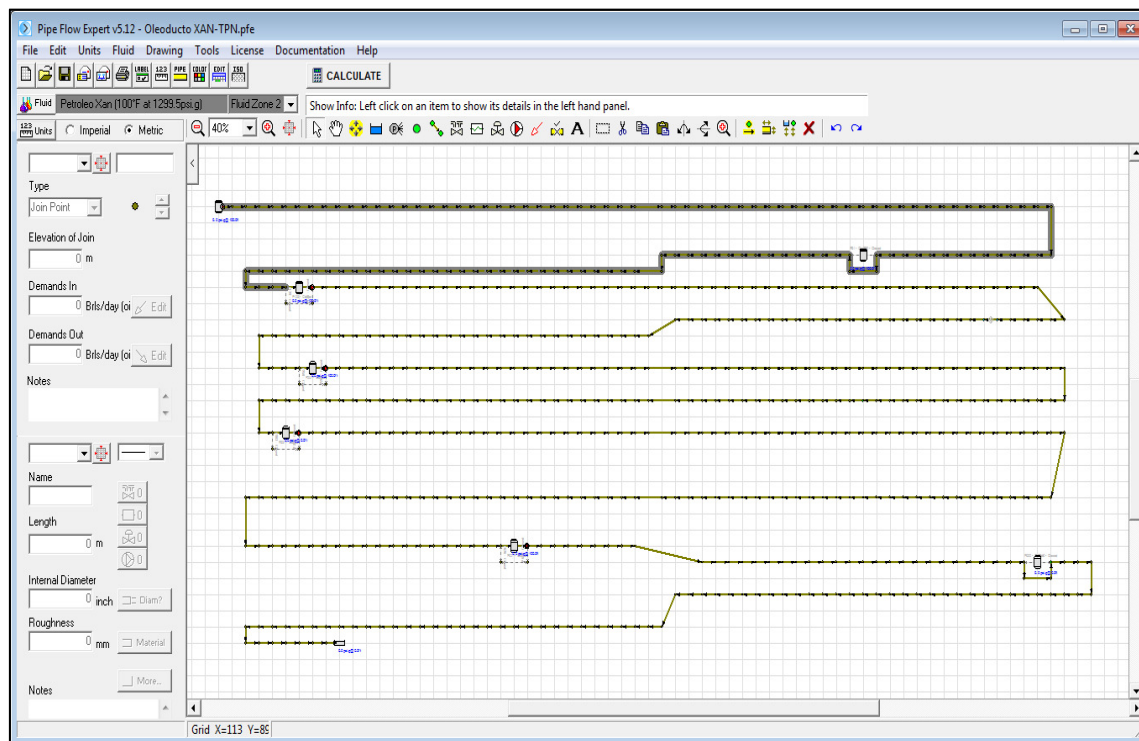
Pipe Flow Expert, es un software de aplicación para Windows utilizado para diseñar y resolver redes de tuberías. Ayuda a determinar y resolver una gran

gama de problemas en donde el flujo y caídas de presión en un sistema de tubería deben ser determinados.

2.1.4.2. Diseño y simulación

El software se utilizó para simular las operaciones de todo el oleoducto, desde el campo de extracción Xan hasta la Terminal Piedras Negras.

Figura 29. Simulación completa oleoducto Xan a TPN



Fuente: elaboración propia, con programa de Pipe Flow Expert V5.12.

En esta imagen (figura 29) se puede observar el diseño del oleoducto en Guatemala desde Xan hasta la Terminal Piedras Negras. El software analiza cada nodo del sistema según la altitud y distancia de nodo a nodo, por lo que el

diseño final que se observa en la imagen aún al ser de forma rectangular no infiere en los resultados del análisis.

En la imagen (ver figura 29) se puede apreciar dos segmentos del oleoducto divididos por un color gris, este color indica el tipo de fluido que fluye por el oleoducto, desde Xan hasta Nance el crudo tiene ciertas características mientras que de Nance para adelante, debido a el crudo inyectado por la refinería y los cambios climáticos el crudo bombeado de Nance en adelante posee diferentes características.

Figura 30. **Resultados de viscosidad utilizando Pipe Flow Expert**

Fluido 1:	
Name	Viscosity Centipoise
Petroleo Xan	600.0000

Fluido 2:	
Name	Viscosity Centipoise
Petroleo Xan + Reducido	2200.0000

Fuente: elaboración propia, con programa de Pipe Flow Expert V5.12.

2.1.4.3. Utilidad de estación móvil Las Pozas

El principal uso de este software en este estudio profesional supervisado fue para estimar la utilidad de la estación intermedia en Las Pozas.

Para encontrar la utilidad de la estación intermedia lo primero fue encontrar la cantidad de producto que se complica bombear en condiciones críticas (invierno y con reducido).

La viscosidad más alta detectada este año en estas condiciones fue de unos 2 200 *centistokes*, según la proyección hacia el 2025 este valor puede llegar a incrementar incluso hasta 2 400 *centistokes* debido al incremento en la proporción de reducido que habrá en el producto bombeado desde Nance por la disminución en la producción.

La diferencia entre las proyecciones del producto producido en el campo Xan y lo bombeado desde Nance, será el déficit, o el producto que se complicará bombear, cuando este déficit se menor a cero, la estación intermedia no será necesaria.

Los resultados de la proyección fueron comparados con los resultados de la simulación en el software Pipe Flow Expert, versión 5.2. Simulando el tramo entre Nance y Raxruhá (115,64 kilómetros) a presión máxima de operación (1 300 libras por pulgada cuadrada) con una bomba.

2.1.4.4. Resultados

De acuerdo con la proyección realizada este año sobre la producción hacia el 2025 en el campo Xan, se realizó la comparación para encontrar el déficit en la rata de bombeo, o más bien la cantidad de barriles diarios que se complicará desplazar con la operación actual; sin la estación de bombeo Las Pozas, los resultados fueron los siguientes:

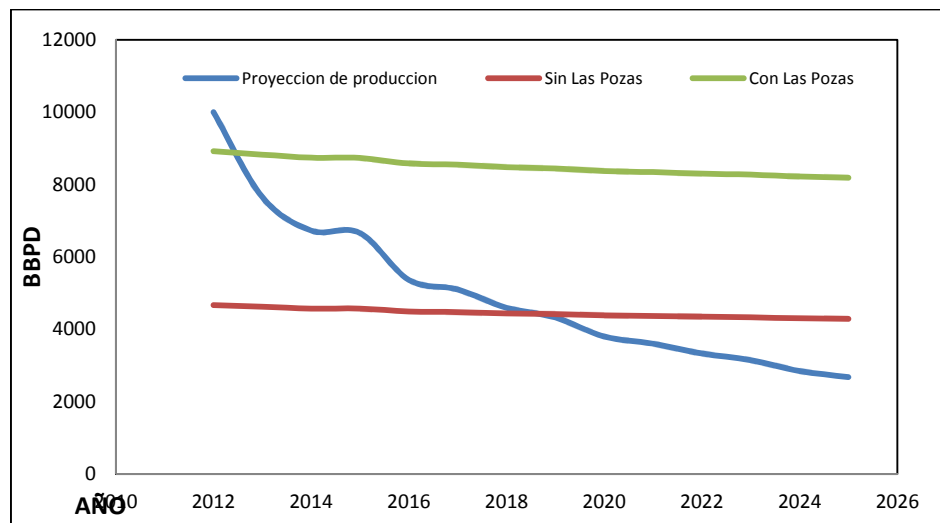
Tabla XXXII. **Déficit de bombeo sin la estación Las Pozas**

AÑO	BBPD (normal)	API	Viscosidad cP,	BBPD sin Pozas	BBPD con Pozas	Déficit BBPD
2012	10 002,00	14,248	2 200,00	4 669,95	8 928,37	5 332,05
2013	7 653,10	14,173	2 223,22	4 621,18	8 835,12	3 031,93
2014	6 729,38	14,101	2 245,52	4 575,29	8 747,38	2 154,10
2015	6 659,79	14,095	2 247,37	4 571,52	8 740,18	2 088,27
2016	5 366,54	13,967	2 287,00	4 492,31	8 588,73	874,24
2017	5 100,69	13,938	2 295,98	4 474,74	8 555,14	625,95
2018	4 596,43	13,88	2 313,94	4 440,00	8 488,74	156,44
2019	4 326,34	13,848	2 323,85	4 421,10	8 452,54	94,76
2020	3 802,18	13,782	2 344,28	4 382,54	8 378,88	580,36
2021	3 602,51	13,756	2 352,33	4 367,54	8 350,21	765,02
2022	3 331,00	13,718	2 364,10	4 345,80	8 308,64	1 014,80
2023	3 147,18	13,692	2 372,15	4 331,05	8 280,44	1 183,86
2024	2 847,02	13,643	2 387,32	4 303,53	8 227,82	1 456,51
2025	2 678,55	13,612	2 396,91	4 286,31	8 194,91	1 607,75

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente gráfica se pueden observar los de mejor forma los resultados:

Figura 31. **Déficit de bombeo en oleoducto**



Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la tabla, a partir del 2019 ya no será necesario el uso de la estación Las Pozas, la producción será menor de lo que es posible bombear a presión máxima en la estación Nance (1 300 libras por pulgada cuadrada), por lo que no será necesario bombear a máxima presión.

La utilidad de la estación Las Pozas se estima que será hasta el 2018.

En el pasado, este déficit se ha transportado por medio de camiones, elevando considerablemente los costos de operación, siendo estos costos no planificados.

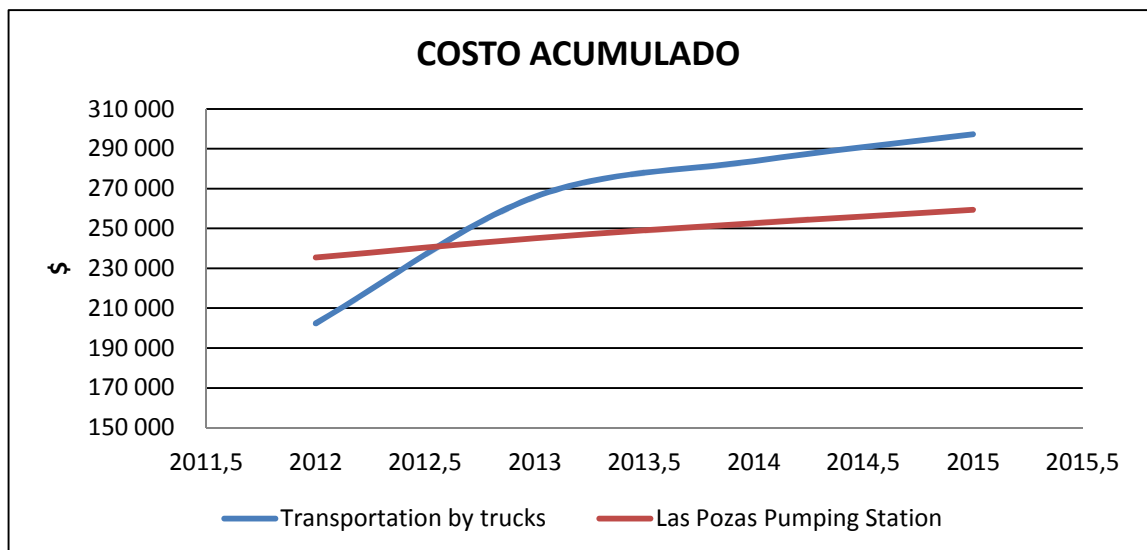
3. FASE DE DOCENCIA

3.1. Resultados

Tras haber analizado las soluciones planteadas en este estudio para resolver la problemática del transporte de crudo pesado en una red de oleoducto los resultados finales fueron:

Primero, con la estación intermedia móvil Las Pozas y gracias al software Pipe Flow Expert, la utilidad de la estación intermedia Las Pozas fue hasta el 2018.

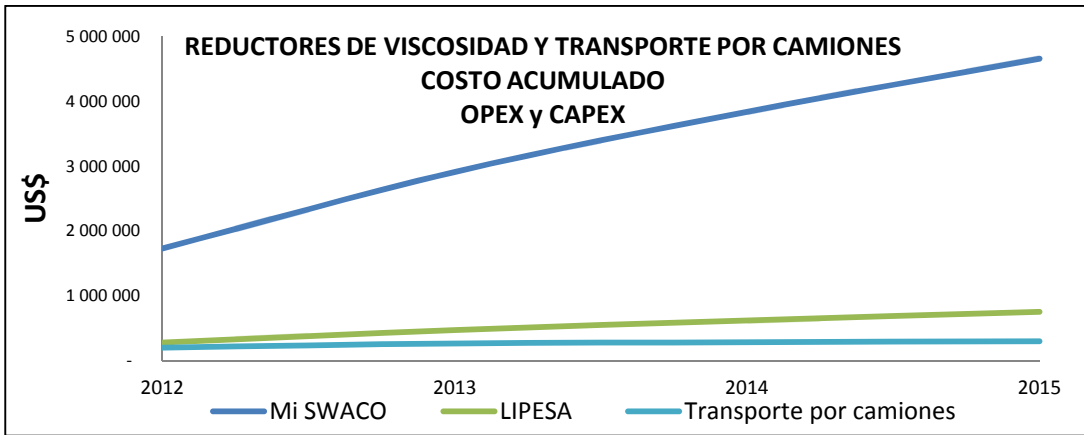
Figura 32. Gráfica de comparación de costos acumulados 1



Fuente: elaboración propia.

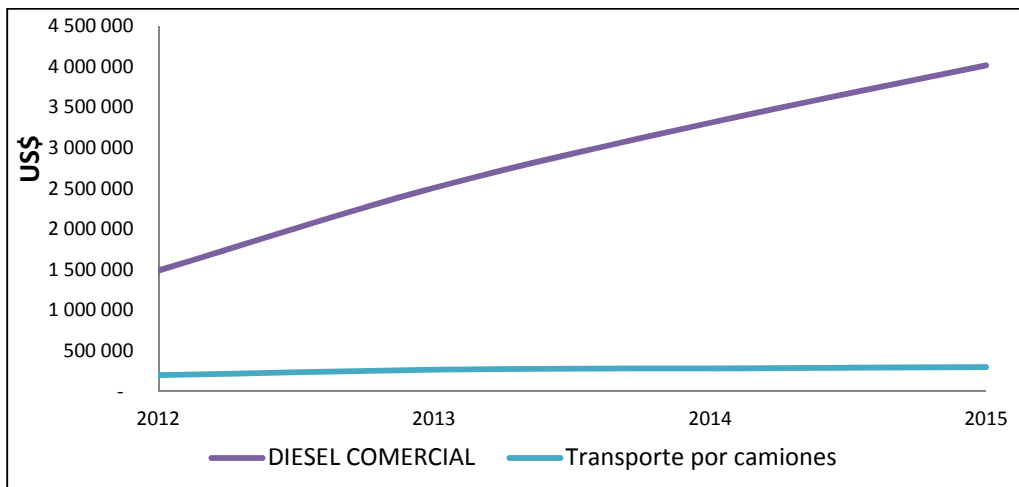
Segundo, se compararon los costos necesarios para disminuir la viscosidad con químicos reductores de viscosidad o subproductos de la refinería, con los costos de transportar producto en camiones

Figura 33. **Gráfica de comparación de costos acumulados 2**



Fuente: elaboración propia.

Figura 34. **Gráfica de comparación de costos acumulados 3**



Fuente: elaboración propia.

La segunda fase del *blend* proyecta completar la primera fase, para poder inyectar producto más liviano (de unos 19 000 *centistokes*) en vez de dos o tres días de reducido pesado, que cuenta con más de 100 000 *centistokes* permitiendo que Nance bombee a unos 1 000 *centistokest*

3.1.1. Análisis de resultados

- Estación intermedia Las Pozas y simulación de oleoducto en software: está es la solución más factible, ya que con instalar una estación de bombeo en el terreno ubicado en el caserío Las Pozas solucionaría los problemas de desplazamiento dentro del oleoducto sobre todo en las épocas de frío. Esto se puede ver en los resultados dados en el software Pipe Flow Expert. Al observar la gráfica de costos acumulados se nota que aunque esta propuesta tiene un capex relativamente alto se compensa con una bajo opex y termina siendo una mejor solución que la de transportar por medio de camiones.
- Dilución de subproductos de la refinería en producto almacenado en estación Nance: esta es la otra solución más factible, cuando se complete la segunda fase. La primera fase, o la fase del *blend* ha ayudado a minimizar la viscosidad del producto enviado de la refinería hacia el oleoducto logrando que Nance bombee sin problema durante aproximadamente 3 días. En los días restantes en los que la planta no produce asfalto será cuando la segunda fase del *blend* entre en operación, inyectando nafta mezclado con reducido. Este *blend* se mezclará gracias al mezclador estático que se encuentra en la línea de salida de la planta hacia estación Nance, permitiendo que Nance bombee a menos de 1 000 *centistokes* de esta forma se evitará la creación

prolongada de tapones de crudo reducido dentro del oleoducto, los que complican el transporte.

- Dilución de *diesel* comercial con producto almacenado en estación Nance: está no es una solución factible, es sumamente caro. No es una opción, esto se puede observar fácilmente en la gráfica de costos acumulados.
- Reductores de viscosidad: como se pudo observar, estos son sumamente efectivos, con mínimas cantidades se consigue la viscosidad deseada, el problema con esta alternativa son los costos. Es caro y como se puede observar, transportar mediante camiones es más económico.

3.1.2. Presentación de resultados

Para la presentación de resultados se convocó a una reunión en la oficina de oleoducto norte ubicada en La Libertad, Petén, a la cual asistieron los supervisores de mantenimiento, oleoducto sur y oleoducto norte al igual que el gerente del Departamento de Oleoducto. Se realizó una breve presentación en la que se expusieron los puntos analizados, las soluciones planteadas, el análisis de cada solución y las conclusiones al igual que el informe final de forma virtual. Para finalizar se presentaron las recomendaciones personales y el agradecimiento por la colaboración de los supervisores.

CONCLUSIONES

1. Los problemas de desplazamiento dentro del oleoducto se deben principalmente a las altas viscosidades que se dan por la caída en la producción de Xan, el incremento en la demanda de mezcla en el campo Xan, el incremento de inyección de reducido y por las bajas temperaturas en la época fría en La Libertad, Petén.
2. La instalación de una estación móvil en el caserío Las Pozas, es la solución más factible de las planteadas en este estudio. Al bombear crudo desde Las Pozas se solucionarían los problemas de desplazamiento en el tramo más crítico en el oleoducto como lo es el tramo de Nance a Raxruhá. Según los resultados de la simulación esta estación será útil hasta el 2018, debido a la caída en la producción del campo Xan. Al comparar los costos de las soluciones planteadas con el transporte terrestre, solución previamente utilizada, la estación móvil aunque significa una inversión inicial más alta, el costo de operación es bajo
3. La utilización de sustancias químicas como reductores de viscosidad, disminuyen la viscosidad evidentemente al valor que se requiera utilizando la dosificación adecuada. Esta sería una solución acertada si la producción de crudo fuera considerablemente más alta, pero por motivos económicos no es una solución rentable.

4. El uso de subproductos de la refinería La Libertad como lo son VGO, aromáticos, *kerosina* y nafta son livianos que disminuyen la viscosidad del crudo reducido que desecha la refinería hacia el oleoducto. Estos livianos se inyectan en forma de *blend*, dividido en dos fases. La primera fase actualmente comprende de inyección de aromáticos que se extraen del liviano D y VGO proveniente de la destilación al vacío, con reducido. La segunda fase proyecta inyección de nafta con reducido, para esta fase se deberá de modificar el tanque 800 para almacenar la nafta la cual es muy volátil por lo que requiere un tanque con techo flotante. Al concluir las dos fases se espera no inyectar reducido puro al oleoducto, evitando los tapones de producto altamente viscoso.

5. La simulación de las condiciones de operación dentro del oleoducto se realizó en el software Pipe Flow Expert versión 5.12. Está es una buena herramienta que ayudará indirectamente a mejorar las condiciones del oleoducto para la planificación de proyectos, como los que se analizaron en este estudio.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio más específico sobre la dosificación de químicos reductores de viscosidad, para encontrar un producto económico que cumpla con el objetivo de reducir la viscosidad.
2. Instalar un mezclador estático para mezclar homogéneamente el *blend* con el crudo Xan, antes de entrar a los tanques de almacenamiento en estación Nance, de esta forma, no se formarán capas de productos dentro de los tanques debido a las diferentes densidades.
3. Mejorar el proceso de recuperación de condensado de livianos dentro de los intercambiadores en la refinería, para aprovechar completamente los livianos, y así evitar que estos se vayan como gas H₂S a la torre de quema.

BIBLIOGRAFÍA

1. AVALLONE, Eugene A.; BAUEMEISTER, Theodore. *Manual del ingeniero mecánico*. 3a ed. México: McGraw-Hill, 1999. 354 p.
2. CRANE. *Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías*. Estados Unidos de Norteamérica: McGraw-Hill, 1987. 135 p.
3. GARCÍA SÁNCHEZ, Álvaro. *Programación del transporte de hidrocarburos por oleoductos mediante la combinación de técnicas meta heurísticas y simulación*. Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, 2007. 28 p.
4. MOLINA, María Elena. *Planificación para la conservación de áreas con recursos culturales tangibles*. Guatemala: TNC, 2003. 12 p.
5. SMITH H., Vemon; KENNETH E., Arnold. *Petroleum engineering handbook*. Richardson, Texas: SPE, 1987. 804 p.
6. STREETER, Víctor L. *Mecánica de los fluidos*. 9a ed. Estados Unidos Norteamérica: McGraw-Hill, 2004. 496 p.