

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESTUDIO SOCIOECONÓMICO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UN OLEODUCTO  
DE LA ESTACIÓN SEMOX A LA BAHÍA DE AMATIQUE EN EL  
DEPARTAMENTO DE IZABAL**

**TESIS**

**PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA  
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA**

**POR**

**ROBERTO ARELLANO LAGOS**  
**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

**Guatemala, Octubre de 1999**

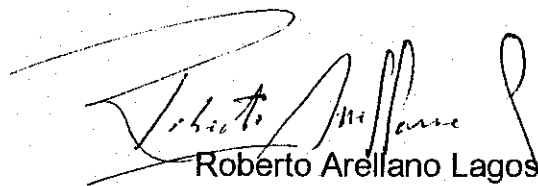


HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento para su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**ESTUDIO SOCIOECONÓMICO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UN OLEODUCTO  
DE LA ESTACIÓN SEMOX A LA BAHÍA DE AMATIQUE EN EL  
DEPARTAMENTO DE IZABAL,**

tema que me autorizó la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial, con fecha 12 de marzo de 1999.

  
Roberto Arellano Lagos

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO: ING. HERBERT RENÉ MIRANDA BARRIOS  
VOCAL 1: ING. JOSE FRANCISCO GÓMEZ RIVERA  
VOCAL 2: ING. CARLOS HUMBERTO PÉREZ RODRÍGUEZ  
VOCAL 3: ING. JORGE BENJAMÍN GUTIÉRREZ QUINTANA  
VOCAL 4: BR. OSCAR STUARDO CHINCHILLA GUZMÁN  
VOCAL 5: BR. MAURICIO ALBERTO GRAJEDA MARISCAL  
SECRETARIA: INGA. GILDA MARINA CASTELLANOS BAIZA DE ILLESCAS

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ  
EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO: ING. HERBERT RENÉ MIRANDA BARRIOS  
EXAMINADOR: ING. JOSE FRANCISCO GÓMEZ RIVERA  
EXAMINADOR: ING. ALFONSO RENÉ AGUILAR MARROQUÍN  
EXAMINADOR: ING. ISMAEL HOMERO JEREZ GONZÁLEZ  
SECRETARIO: INGA. GILDA MARINA CASTELLANOS BAIZA DE ILLESCAS.

30 de Julio de 1999.

Ingeniero  
José Francisco Gómez Rivera  
Coordinador Área Administrativa  
Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Gómez.

Por este medio me permito manifestarle que he asesorado y revisado el trabajo de tesis titulado "**Estudio socioeconómico de la construcción de un oleoducto de la estación Semox a la Bahía de Amatique en el departamento de Izabal**", desarrollado por el estudiante de la carrera de Ingeniería Industrial, Roberto Arellano Lagos.

El trabajo presentado por el estudiante Arellano Lagos, ha sido desarrollado cumpliendo los requisitos reglamentarios y siguiendo las recomendaciones de la asesoría, en tal virtud, me permito recomendar su aprobación.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS


  
\_\_\_\_\_  
Marcia Ivonne Véliz  
Ingeniera Industrial  
Colegiada No. 2397  
Asesora



FACULTAD DE INGENIERIA

Como Catedrático Revisor de esta Tesis de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor de Tesis al trabajo de tesis titulado **ESTUDIO SOCIOECONOMICO DE LA CONSTRUCCION DE UN OLEODUCTO DE LA ESTACION SEMOX A LA BAHIA DE AMATIQUE EN EL DEPARTAMENTO DE IZABAL**, presentado por el estudiante universitario **Roberto Arellano Lagos**, apruebo el presente trabajo y recomiendo la autorización del mismo.

Y ENSEÑAR A TODOS



Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez  
Director de la Escuela de  
Ingeniería Mecánica



Guatemala, septiembre de 1999.

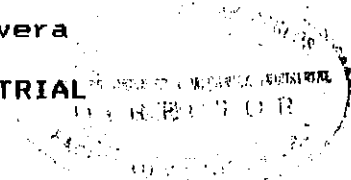


FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor con el Visto Bueno del Revisor de Tesis y del Licenciado en Letras, al trabajo de tesis titulado **ESTUDIO SOCIOECONOMICO DE LA CONSTRUCCION DE UN OLEODUCTO DE LA ESTACION SEMOX A LA BAHIA DE AMATIQUE EN EL DEPARTAMENTO DE IZABAL**, presentado por la estudiante universitario **Roberto Arellano Lagos**, aprueba el presente trabajo y solicita la autorización del mismo.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

  
Ing. Francisco Gómez Rivera  
DIRECTOR  
INGENIERIA MECANICA INDUSTRIAL



Guatemala, septiembre de 1999.

ends



FACULTAD DE INGENIERIA

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 Industrial, al trabajo de tesis titulado **ESTUDIO SOCIOECONOMICO DE LA CONSTRUCCION DE UN OLEODUCTO DE LA ESTACION SEMOX A LA BAHIA DE AMATIQUE EN EL DEPARTAMENTO DE IZABAL**, presentado por la estudiante universitario Roberto Arellano Lagos, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE

Ing. Herbert René Miranda Barrios  
DECANO

Guatemala, septiembre de 1999



emds

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS	"CON DIOS ESTÁ LA SABIDURÍA Y EL PODER; SUYO ES EL CONSEJO Y LA INTELIGENCIA; GUÍAME EN TU VERDAD, ENSEÑAME TÚ QUE ERES MI DIOS Y MI SALVADOR". Job 12:13, Sal. 25: 5
MI PATRIA	NICARAGUA; "AUNQUE LA PATRIA ES PEQUEÑA UNO GRANDE LA SUEÑA" RUBÉN DARÍO
MIS PADRES	GLADYS LAGOS MARCOS ARELLANO
MIS HERMANOS	ROLANDO, MARLON, OSWALDO, JUAN CARLOS, MARÍA FÁTIMA
MIS TÍOS	MARÍA TERESA LAGOS CRUZ ANTONIO ARELLANO
MIS PRIMOS	MARVIN, WILBERTO, INDIRA, ARACELY
MI ABUELITA	FIDELINA LAGOS
MI NOVIA	JULIA LEÓN
MIS AMIGOS	POR SU APOYO INCONDICIONAL (PAPANTLA)
GUATEMALA	A LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS Y EN ESPECIAL A LA FACULTAD DE INGENIERÍA



## **AGRADECIMIENTO**

Mi mayor agradecimiento a todas las entidades gubernamentales y ambientales por su colaboración desinteresada en la realización de este trabajo de tesis.

Asimismo, agradezco a la ingeniera MARCIA IVONNE VÉLIZ, por la asesoría brindada a este trabajo, por apoyarme con mucho profesionalismo y dedicación; así como por su confianza hacia mi persona.

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	<b>I</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>III</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>VI</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>VIII</b>
<b>1. ANTECEDENTES</b>	
1.1 Historia de la exploración y la explotación petrolera en Guatemala	1
1.1.1 Actividades en la Cuenca de Petén	4
1.1.2 Actividades en la Cuenca del Pacífico	4
1.1.3 Ley de Régimen Petrolero, decreto gubernativo 96-75	5
1.1.4 Decreto de ley 109-83, Ley de Hidrocarburos	6
1.1.5 Contrato de operaciones petroleras vigentes	7
1.2 La historia petrolera como factor económico para Guatemala: reservas de petróleo y regalías provenientes de la producción de petróleo	9
1.3 Ubicación: criterio de diseño del eje del oleoducto de 16"	11
1.4 Qué es un oleoducto: descripción de un oleoducto y niveles de presiones de trabajo	12
1.5 Derecho de paso o vía: Art. 67: constitución y servidumbre ocupacional y temporal y expropiación	18
1.5.1 Estatutos y reglamentos legales que rigen en el país	21
1.6 Personal: sueldos y salarios	26
1.7 Aceptación de la comunidad	27
1.8 Construcción del oleoducto como fuente de generación de empleo	28
<b>2. ASPECTOS TÉCNICOS</b>	
2.1 Estudio hidráulico	30
2.2 Impacto ambiental	31
2.2.1 Protección ambiental	32
2.2.2 Derrames petroleros	33
2.2.3 Tratamiento de desechos	36
2.2.4 Cruce de ríos	36
2.3 Seguridad industrial: definición (reglas generales)	38

2.4	Generalidades del proyecto	40
2.5	Condiciones y parámetros de diseño de un oleoducto	44
2.6	Construcción	46
2.6.1	Obra mecánica	49
2.6.1.1	Manipulación, transporte, tendido y almacenamiento de tubos y materiales (dobladura, tendido y alineado, materiales de la tubería, electrodos, procedimientos de calificación; equipo de soldar y calificación del operador)	49
2.6.1.2	Soldadura (preparación de juntas para soldar, ejecución de la tubería, limpieza interna de la tubería, inspección con rayos X y pruebas de presión para tuberías)	54
2.6.1.3	Normas de aceptabilidad (normas aplicables para el diseño construcción y mantenimiento de oleoductos, reparación de soldaduras defectuosas)	59
2.6.2	Obra eléctrica	63
2.6.2.1	Protección catódica: ánodo galvánico, protección catódica con corriente impresa, protección catódica de un oleoducto	64
<b>3.</b>	<b>ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS</b>	
3.1	Localización (alcance)	69
3.2	Población	69
3.3	Educación	70
3.4	Aspectos ambientales de la población (economía del lugar, flora, fauna, ruido, aire y clima)	71
3.5	Servicios: agua, electricidad, centro de salud, vías de acceso	72
3.6	Beneficios sociales	74
3.7	Costo-beneficio	75
3.8	Tiempo de recuperación de capital (vida útil del proyecto)	76
3.9	Costo operacional	77

<b>4.</b>	<b>EVALUACIÓN DEL PROYECTO</b>	
4.1	Costos de operación	78
4.2	Valor Presente Neto (VPN)	80
4.3	Tasa Interna de Retorno (TIR) (análisis comparativo con tasa de inflación)	82
4.4	Plan de contingencia: objetivos, funciones, organización equipo, mapas de sensibilidad y capacitación	84
4.5	Plan de mantenimiento de oleoductos: objetivos y alcance de los trabajos, ubicación, normas y procedimiento, especificaciones técnicas de mantenimiento de oleoductos, deforestación manual, deforestación y acondicionamiento de caminos, cruce por vías fluviales, cruce por tierras cultivadas, reemplazo de tuberías, soldaduras en tuberías de reemplazo, prueba final de presión hidrostáticas y relleno de zanjas	88
	<b>CONCLUSIONES</b>	95
	<b>RECOMENDACIONES</b>	97
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	99
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	101
	<b>ANEXOS</b>	102



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### Figuras

No.	Título	Pág.
1	Mapa de pozos petroleros en Guatemala	112
2	Ruta propuesta del oleoducto en Izabal	113
3	Trampa raspatubos de envío y recibo de cochino	16
4	Raspatubos denominado cochino	17
5	Tubería revestida para ser enterrada	17
6	Tipos de derrames petroleros	35
7	Tubería enterrada en cruce de ríos	37
8	Plano de instalación de tubería en estación de bombeo Semox	115
9	Plano general de tubería en estación de bombeo Semox	116
10	Criterios de construcción	47
11	Oleoducto enterrado	49
12	Ánodo galvánico	66
13	Protección catódica con corriente impresa	67
14	Reservas de petróleo por campo	102
15	Exportaciones FOB	104
16	Porcentaje de participación FOB	105
17	Explotación minera, miles de quetzales	107
18	Variación absoluta	108
19	Especificaciones para procedimiento de soldadura automática	110
20	Reporte de ensayo de soldadura automática	111

## Tablas

No.	Título	Pág.
I	Contratos vigentes en Guatemala	8
II	Ubicación del proyecto	114
III	Elevaciones a nivel del mar	11
IV	Costo operacional proyectado anual	79
V	Precios del petróleo en Guatemala	80
VI	Reservas de petróleo crudo por campo petrolero	102
VII	Producción de petróleo (millones de barriles), destino de los hidrocarburos y regalías (millones de US\$)	103
VIII	Exportaciones realizadas en los últimos años (FOB)	104
IX	Exportaciones representadas en porcentajes (FOB)	105
X	Participación de diferentes productos (PIB)	106
XI	Sector de exportación minas y canteras	107
XII	Variación absoluta	108
XIII	Presupuesto proyectado Semox Bahía de Amatique	109

## GLOSARIO

<b>Accidente</b>	Evento no premeditado, aunque muchas veces previsible que se presenta en forma súbita, altera el curso regular de los acontecimientos, lesiona o causa la muerte de las personas y ocasiona daños en sus bienes y en su entorno.
<b>Bpd</b>	Barriles de petróleo por día.
<b>Cochino</b>	Nombre que se le da a la herramienta raspatubos que se utiliza para realizar limpiezas internas en las tuberías.
<b>Contingencia</b>	Es toda acción que en forma rápida y ordenada se aplica para minimizar daños a personas, instalaciones y medio ambiente, cuando se presenta una emergencia.
<b>Conservación</b>	Es el uso y aprovechamiento racional de los recursos naturales.
<b>Contaminación</b>	Es toda acción que afecta en forma negativa el desarrollo de la vida cuando se incorporan elementos extraños en la naturaleza, por ejemplo: humo, ruido, basura, etc.



<b>Emergencia</b>	Es la situación no prevista que puede ocasionar daños a personas, a la propiedad o al medio/ambiente y que demanda una reacción inmediata.
<b>Estudio no significativo</b>	Estudios ambientales que se efectúan para conocer en donde se realiza un proyecto.
<b>Grados API</b>	Es una medida internacional que indica la calidad del petróleo. Entre más alta sea la gravedad API se obtiene petróleo de mayor calidad y más fácil de procesar.
<b>Izamiento</b>	Levantamiento de una cosa pesada tirando de una cuerda o con equipo pesado, efecto de pasar un objeto de un lugar a otro.
<b>Menés</b>	(Adj. natural mena).
<b>Mena</b>	(Del m. or. que mina) mineral metalífero, principalmente, el de hierro, tal como se extrae del criadero antes de limpiarlo.
<b>Mina</b>	Criadero de minerales de útil explotación. Excavación que se hace para extraer un mineral (Diccionario de la Lengua Española, Real Academia Española, Vigésima Primera edición, 1992, impresa en España).

**Riesgo**

UNESCO lo define como la posibilidad de pérdida, tanto de vidas humanas como de sus bienes o en capacidad de producción.

**SETH**

Sistema estacionario de transporte de hidrocarburos.

**Sustancias peligrosas**

Debido a sus características inflamables, explosivas, tóxicas, reactivas, corrosivas, radioactivas o biológicas pueden ocasionar daños al entorno humano.

**Seguridad**

Función de las acciones de auxilio la cual consiste en la protección de la población y del ambiente contra riesgos de todo tipo.



## INTRODUCCIÓN

La explotación petrolera en Guatemala se ha desarrollado por más de 60 años; durante este período, diversas empresas transnacionales han invertido en el desarrollo y crecimiento de esta industria. En años anteriores la explotación petrolera se encontraba concentrada en el área de Rubelsanto, la cual se encuentra a 127 km de Cobán, Alta Verapaz y a 138 metros sobre el nivel del mar. Los volúmenes de petróleo que se producían eran de 11,000 barriles por día; con el tiempo fueron disminuyendo hasta 1,000.

Cuando se descubrieron nuevos campos petroleros en el área de Xan, Petén, a 218 km de la cabecera departamental, Flores, la industria petrolera en Guatemala tomó un nuevo rumbo. En la actualidad se procesan 30,000 barriles de petróleo al día, con un API de 16.5 (producto de alta viscosidad) y los oleoductos que se utilizan no fueron diseñados para transportar este tipo de producto.

Con el fin de movilizar toda la producción de petróleo se construyó un oleoducto de 474 km, con sus estaciones de bombas adyacentes para liberar presiones en la tubería y aumentar la capacidad de bombeo, se fueron construyendo de la siguiente manera: Raxrujá, Semox, El Nance, Tamariz, Chahal. Se tiene en proyecto la construcción de la estación Río Frío.

Últimamente, la empresa realiza estudios de exploración para descubrir nuevos yacimientos de petróleo. También se efectúan estudios hidráulicos en las tuberías, para comprobar que tengan la capacidad de transportar mayores

cantidades de petróleo que se puedan procesar en el futuro. Entre los estudios se encuentra el de construir un oleoducto de 41.2 km en tubería de 16" de diámetro de la estación Semox a la Bahía de Amatique y un nuevo patio de tanques de almacenamiento, con una boya en el mar, para la carga de buques en el área de Izabal.

## OBJETIVOS

### General

Realizar un estudio que permita analizar el impacto ambiental el cual pueda generar la construcción de un nuevo tramo de oleoducto que refleje los principales factores industriales: capacidad instalada, transporte, localización industrial, normas ambientales y de seguridad industrial.

### Específicos

1. Determinar los principales índices socioeconómicos que permitan establecer la factibilidad de construcción de un oleoducto.
2. Analizar los principales elementos requeridos por las instituciones ambientalistas y cumplir con las normas y requerimientos que ellos establecen.
3. Determinar la localización idónea para la construcción del oleoducto y considerar los factores inmersos en ella.
4. Efectuar un análisis económico y financiero que refleje resultados concretos para la toma de decisiones.
5. Realizar un análisis acerca del impacto ambiental en la industria y en las poblaciones circunvecinas.



# 1. ANTECEDENTES

## 1.1 Historia de la exploración y la explotación petrolera en Guatemala

La industria petrolera ha desarrollado actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos, en el territorio nacional, por espacio de más de 60 años y el resultado de esta actividad se puede resumir en el descubrimiento de siete campos petroleros, la perforación de más de 100 pozos petroleros y la adquisición de más de 20,000 kilómetros de información sísmica. Los altos y bajos en la actividad exploratoria coinciden con cambios, tanto en la legislación petrolera nacional como en el precio internacional del crudo; además, es afectada por la inestabilidad política y económica del país durante las últimas décadas. (4)

Guatemala es el único país centroamericano que posee y explota reservas comerciales de petróleo crudo. Sin embargo, continuó como un importador neto de petróleo y sus derivados con una factura que sobrepasa el orden de los US\$ 230 mil millones anualmente y que tiende a crecer conforme el país siga desarrollándose. El petróleo dio como resultado el desarrollo de una diversidad biológica muy singular y que, dentro del marco de la política de desarrollo sostenible, se debe proteger, pero sin perjuicio del desarrollo económico de la nación. El consumo nacional se sitúa alrededor de los 40,000 barriles equivalentes de petróleo día; mientras, del producto de la explotación petrolera, se producen en el país 19,000 barriles de crudo día, la mayor parte (85%) proviene del campo Xan (17,500 bpd) y el resto (1,500 bpd) se produce en los campos petroleros del Sur de Petén (Rubelsanto, Chinajá Oeste, Caribe



y Tierra Blanca). Otros campos petroleros, declarados comerciales pero sin actividad, son Chocop y Yaipemech, los cuales con eventualidad podrían ayudar a incrementar la producción nacional. Recientemente, se reevaluó el descubrimiento del campo Las Casas mediante la perforación del pozo Las Casas 2-X; durante las pruebas dio como resultado la producción de alrededor de 500 barriles diarios de crudo de 40° API.

La utilización de petróleo y sus derivados se hace imperativa mientras no existan fuentes alternas de energía que puedan sustituir a los hidrocarburos de una manera económicamente favorable. (4)

Cuando se promueven y facilitan las operaciones petroleras en el país, se pueden lograr dos objetivos generales:

- a) captación de divisas provenientes de la exportación del crudo nacional, así como la creación de fuentes de trabajo mediante la inversión extranjera en el desarrollo de la industria petrolera (a corto plazo);
- b) aumento de la producción de crudo nacional hasta lograr la independencia energética en el sector hidrocarburos (mediano-largo plazo). (4)

Las ventajas que se obtienen de estos objetivos son de beneficio social, debido a que la industria petrolera ha aportado al país ayuda de la siguiente manera:

- construcción de nuevas vías de acceso a lugares remotos donde al gobierno se le ha dificultado llegar por falta de recursos;

- mantenimiento de caminos;
- aporte social a las comunidades por medio de la construcción de centros de salud y escuelas, así como por la generación de empleo;
- al permitir el ingreso de capital extranjero en el país, para invertir dentro de la industria petrolera, Guatemala obtiene ganancias porque adquiere desarrollo económico y nueva tecnología.

Es importante recalcar que parte de estos beneficios se realizan con dinero proporcionado por el Estado.

En el momento de obtener una producción de petróleo de 100,000.00 bpd se logrará, también, una autosuficiencia energética que permitirá no depender de la ayuda extranjera, así como de la importación de los derivados del petróleo (gasolina, diesel, kerosene, etc.)

La explotación petrolera en Guatemala se inició, según registros de la Dirección General de Minería e Hidrocarburos, entre 1900 y 1922; en este último, apareció la primera legislación específica acerca de la explotación y de aprovechamiento de los hidrocarburos. Durante el período comprendido entre 1936 y 1939 se suscribió un contrato con un grupo subsidiario de la compañía Shell, para la exploración del petróleo en el departamento de Petén. Se hizo un levantamiento fotogeológico acompañado con trabajo de campo para las regiones del Norte de Petén, La Libertad, Sierra Chinajá y el Río de la Pasión. (4) En 1948, se formó la sociedad Petrolera Petén, un consorcio integrado por Atlantic Co., Tidewater, Standard Oil (Ohio) y Ohio Oil Co., estas compañías realizaron el primer estudio integral, en gran parte, dentro del territorio petenero. Sin embargo, en 1949, una nueva legislación petrolera, producto del Movimiento de Revolución de 1944, dió lugar a que las todas las empresas se

retiraran ocasionando el fin de las actividades de exploración de hidrocarburos.

(4)

### **1.1.1 Actividades en la cuenca del Petén**

En 1956 se iniciaron los trabajos con un mapeo geológico de superficie, levantamientos aeromagnéticos y levantamientos gravimétricos de Petén e Izabal. Los primeros registros sísmicos fueron adquiridos durante 1957 por las empresas ESSO y ATLANTIC y los trabajos continuaron por espacio de 4 años. A finales de 1957 habían 44 concesiones que totalizaban más de 4 millones de hectáreas bajo exploración. (4)

Las actividades de perforación de pozos exploratorios se efectuaron, principalmente, en el Sur de Petén e Izabal. La perforación del primer pozo petrolero del país, Castillo Armas 1, se realizó en 1958 por el grupo Stonry J., SLOANE en el departamento de Izabal; fue declarado seco a 1,371 m (4,498 pies) de profundidad. Entre 1958 y 1962 se perforaron 10 pozos exploratorios. En 1959 en el pozo Chinajá-1 se encontró petróleo de 36.5° API a 10,000 pies de profundidad. Sin embargo, debido a problemas de ácido sulfúrico, se paró la perforación y el pozo fue declarado seco. (4)

Hacia 1964 los consorcios establecidos devolvieron las áreas al Estado y concentraron sus esfuerzos en la cuenca del Pacífico.

### **1.1.2 Actividades en la cuenca del Pacífico**

En 1964, ESSO y TEXACO mostraron interés en la cuenca del Pacífico, el señor José Luis Abularach solicitó concesión continental cerca de la costa del Pacífico y perforó el pozo exploratorio, San José-1, mientras se procesaba

su solicitud. La ESSO adquirió un área de cerca de 400,000 hectáreas que comprendían parte del litoral de la costa del Pacífico y se hizo un levantamiento de sísmica de alrededor de 1,200 km. (4)

En 1965, Abularach vendió sus derechos al consorcio formado por TEXACO, MOVIL, SUPERIOR Y TENNECO, que para finales de 1967 manejaban más de un millón de hectáreas. En 1972, la ESSO perforó sin éxito el pozo Petrel-1 sobre la plataforma continental. En 1973, la SHELL realizó un levantamiento sísmico de 512 km en la cuenca del Pacífico. (4)

Durante 1974 las concesiones fueron devueltas al Estado sin realizar trabajos adicionales. El mismo año, la Universidad de Texas A & M perforó varios pozos en el cañón de San José (a ambos lados de la fosa Mesoamericana) como parte del proyecto de Perforación del Fondo Marino (DSDP) y se descubrieron horizontes con hidratos de gas natural, los cuales aumentaron el potencial económico de esa cuenca. (4)

### **1.1.3 Ley de Régimen Petrolero, Decreto Gubernativo 96-75**

A finales de 1975 se publicó el decreto gubernativo 96-75, Ley de Régimen Petrolero, mediante la cual el Estado recibía, por lo menos, el 55% de los hidrocarburos producidos; incluía los impuestos pagados por el contratista sobre sus ingresos. Esta ley limitaba los contratos de operaciones petroleras a 25 años, en un área de explotación no mayor de 20,000 hectáreas. (4)

Como resultado del descubrimiento comercial de Rubelsanto (1974), el Estado se involucró más en los asuntos relacionados con petróleo guatemalteco, ofreció cinco nuevos bloques basados en una política de

participación en la producción. Estos bloques identificados como AA, BB, CC, D y E fueron el principio de la fase exploratoria más extensa en Guatemala. (4)

Los bloques AA, BB, CC se localizaban en el Sur de Petén, mientras el D y el E en lo que hoy es el Parque Nacional Laguna del Tigre.

El bloque D fue adquirido por el consorcio Texaco-Amoco. El consorcio realizó una campaña sísmica durante 1979 y perforó (durante 1981-1982,) cuatro pozos exploratorios: Xan-1, Mactún-1, Escondido-1 e Itzamná-1. El Bloque E fue adquirido por el consorcio Brapetro-Hispanoil-Elf-Hispanoil, el que se encargó de los trabajos de perforación de los pozos exploratorios Santa Amelia-1 y Guayacán-1, los cuales resultaron secos. (4)

En 1983 el Estado ofreció en licitación el bloque L, situado al Sur de las márgenes del Río San Pedro y fue adquirido por el consorcio formado por Texaco, Braspetro y Amoco. Los trabajos de exploración, por métodos sísmicos, se realizaron durante 1983; en 1984 se realizó la perforación de cuatro pozos exploratorios (Chocop-1, Bolonkkitú-1, Paso Caballos11 y Ocultún-1). De éstos sólo Chocop resultó productor. Durante esta época se declararon comerciales los campos petroleros de CARIBE, TIERRA BLANCA, CHINAJÁ OESTE, XAN Y YALPEMECH. (4)

#### **1.1.4 Decreto Ley 109-83, Ley de Hidrocarburos**

El marco legal vigente, en materia de hidrocarburos, entró en vigor en septiembre de 1983 cuando se emitió el Decreto de Ley 109-83. (7)

Los contratos de operaciones petroleras se adjudicaban mediante un proceso de licitación internacional; por medio de éste el Estado invita a

personas nacionales o extranjeras que estén interesadas en presentar ofertas para realizar trabajos de exploración y explotación petrolera en las áreas seleccionadas por el Ministerio de Energía y Minas. (7)

El área de Xan fue adjudicada al consorcio Hispanoil Basic, en 1985, mediante el Contrato de Operaciones Petroleras de Participación en la Producción número 2-85, mientras los campos productores del Sur de Petén fueron adscritos por el contrato de Participación en la Producción No. 1-85; Hispanoil se retiró de Guatemala en 1986 dejando sus intereses en manos de Basic, que en la actualidad es la operadora de los citados contratos. (7)

En 1988 el campo Chocop y el de Yalpemech localizados en el Sur de Petén, fueron otorgados por contrato a la empresa Petén Petroleum, la cual fue intervenida por el Estado en 1990 por incumplimiento de los trabajos comprometidos y por falta de pago de las tasas administrativas del contrato que, últimamente, fue adquirido por la compañía (CGC) y habilitó los pozos Yalpemech y Chocop.

Durante el proceso de convocatoria de noviembre de 1991, el Estado ofreció el área A-1-91, dentro de los límites de la reserva de la biosfera Maya con el propósito de evaluar si en las zonas aledañas al campo Xan existen yacimientos de características similares. El área A-1-91 fue adjudicada a la empresa Resources que obra bajo el amparo del contrato de Operaciones Petroleras de Opción Sísmica número 1-92.

### **1.1.5 Contratos de operaciones petroleras vigentes**

Durante los últimos años se han incrementado y se han dado en concesiones a compañías petroleras, nuevas áreas de exploración con la

finalidad de incrementar este tipo de industria en el ámbito nacional. Los contratos que existen en la actualidad son los que se presentan en la tabla 1.

**Tabla 1. Contratos vigentes en Guatemala**

<b>No. CONTRATO</b>	<b>MODELO</b>	<b>LOCALIDAD</b>
1-85 Basic	Participación en la <i>producción</i>	Petén, Alta Verapaz, Quiché.
2-85 Basic	Participación en la producción	Petén.
1-91 Pam Petroleum	Participación en la producción	Petén, Alta Verapaz.
1-92 Basic	Opción sísmica	Petén.
1-93 Pentagon	Opción sísmica	Petén.
2-93 Tritón	Opción sísmica	Quiché, Huehuetenango, Alta Verapaz.
3-93 Pentagon	Opción sísmica	Petén.
4-93 Ceiba Petroleum	Participación en la producción	Petén, Alta Verapaz.
5-93 Mexpetrol	Opción sísmica	Petén.
6-93 Mexpetrol	Explotación	Petén, Alta Verapaz.
1-94 Tritón	Opción sísmica	Quiché, Alta Verapaz.
1-95 Ramrod	Participación en la producción	Petén.
2-95 Ramrod	Participación en la producción	Petén.

*Fuente. Desarrollo Petrolero, Ministerio de Energía y Minas.*

## **1.2 La historia petrolera como factor económico para Guatemala**

### **▪ Reservas de petróleo**

Como producto de las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos se han definido varios campos petroleros cuyas reservas, calculadas hasta 1994, en millones de barriles netos se muestran en el anexo I. (4)

### **▪ Regalías provenientes de la producción de petróleo**

La producción petrolera nacional se ha incrementado en forma paulatina a medida que se han desarrollado los campos petroleros de la cuenca Petén a pesar de que los campos del Sur de este departamento se encuentran en sus fases finales de explotación (con producción de hasta 99% de agua). El aumento de la producción, en general, se puede observar en el anexo II. (7)

En la actualidad, la actividad exploratoria está surgiendo con varias empresas que recientemente firmaron contratos de exploración con el Estado para realizar actividades en la cuenca de Petén .

El campo Xan, durante 1994, se encontraba en su fase de desarrollo, para mediados de 1996 se estimaba una producción, aproximada, de 20,000 barriles de crudo por día. Para esa fecha, la totalidad del crudo producido por la empresa Basic Resources (Bahamas) Ltda. se transportaría por medio de oleoducto y se eliminaría, por completo, el transporte en camiones cisterna en el territorio petenero. (1)



En el presente, los campos de Xan, junto con los de Rubelsanto, Chinajá y Tierra Blanca, producen 30,000 barriles de petróleo crudo por día y, éstos, se transportan mediante el oleoducto Xan-Piedras Negras.

En cuanto a los ingresos percibidos por el Estado, producto de explotación petrolera, se puede notar que con el cambio en el régimen legal, Decreto Ley 109-83, disminuyen sobre manera, los provenientes de ese rubro debido a que una participación estatal de, por lo menos el 50%, las regalías representan el 10% del valor de la producción con las consecuentes pérdidas para el Estado. Como comparación se puede apreciar que en los años 1980-1984, el Estado percibió US\$ 128.89 millones mientras que durante el período 1985-1991 sólo US\$ 23 millones con cantidades de producción muy similares.

(1)

El sector explotación de minas y canteras presentó crecimiento del 24.6% respecto de 1996, derivado, principalmente, de la mayor extracción de petróleo crudo, porque durante 1997 se observó producción de 7,201.6 miles de barriles, superior en 36.3% a la producción registrada en 1996. De esa producción, se destinaron a la exportación 6,524.3 miles de barriles, mientras que en 1996 se exportaron 4,810.4 miles de barriles (según información proporcionada por la empresa contratista). El aumento en la producción para 1997 se debió al incremento en el número de pozos explotados durante ese año (en 1996 se explotaron 12 pozos y en 1997 15, específicamente, en el campo petrolífero Xan, ubicado en Petén). (1) (Banco de Guatemala, Estudio de Memoria y Labores, 1997). Ver anexos III, IV, V y VI.

### 1.3 Ubicación: criterio de diseño del eje de oleoducto de 16"

La zona donde está ubicado el proyecto es la que se muestra en la tabla II teniendo en cuenta ángulos y distancia de la línea preliminar de oleoducto de Semox a Quehueche.

Para la realización de la ruta del oleoducto se consideraron los criterios de diseño que se enumeran a continuación:

1. **con base en las curvas de nivel:** el eje fue tomado con base en planos cartográficos a escala 1/ 50,000 y curvas equidistantes a cada 20.00 m;
2. **con base en los ríos:** éstos se evitaron en donde fue posible, aunque en los cruces se pasó por donde son menos anchos y profundos;
3. **con base en las áreas protegidas:** el eje no pasa por ninguna de ellas; pasa a distancias prudenciales;
4. **con base en las aldeas:** el eje del oleoducto no pasa por ninguna aldea o poblado.

**Tabla III. Elevaciones a nivel del mar**

ESTACIÓN	ELEVACIÓN ( METROS)	LUGAR
1	100.00	SEMOX
2	25.00	TRÁNSITO
3	17.00	TRÁNSITO
4	22.00	TRÁNSITO
5	20.00	TRÁNSITO
6	0.00	QUEHUECHE

*Fuente: Trabajo de campo.*

## 1.4 Qué es un oleoducto

### ▪ Descripción de un oleoducto

Un oleoducto está formado por una tubería de acero al carbono y por equipos accesorios necesarios para su operación y manejabilidad. La composición química de los cuatro (4) componentes básicos varía de acuerdo con los siguientes límites: (8)

- Carbono: 0.27% máximo
- Magnesio: 0.30 a 1.15% máximo
- Fósforo: 0.045 a 0.080%
- Azufre: 0.06% máximo

De acuerdo con el tipo de fabricación, la tubería puede ser con costura o sin ella. Esta última está limitada a diámetros menores de 24".

Comúnmente el material de las conexiones que tienen las tuberías, depende de las presiones de trabajo a las que estarán sometidas las instalaciones: (8)

- Hierro fundido: presiones hasta 150 psi.
- Acero fundido: presiones entre 150-2,500 psi.
- Acero forrado: presiones entre 1,000-6,000 psi.

Los equipos accesorios de los oleoductos son las válvulas de bloqueo que están instaladas a lo largo de la tubería para seleccionar o desviar el petróleo hacia otras áreas de interés. La ubicación de estas válvulas obedece a una normativa existente que tiene en cuenta las diferentes condiciones del

terreno, así como la seguridad de las instalaciones y del ambiente. La distancia entre las estaciones de válvulas se calcula en función del volumen máximo de petróleo derramado admisible, en caso de un reventón. También se considera la zona que atraviesa la línea y las facilidades de que se dispone para recoger el petróleo derramado.

Los riesgos inherentes a la operación de un oleoducto incluyen la rotura de la tubería por sobrepresiones motivadas por el cierre rápido de una válvula durante el bombeo, producto de una mala operación, por rotura o filtración de una válvula de bloqueo o por cualquier otra conexión existente en la línea.

Estos riesgos se reducen con la instalación de sistemas de seguridad, automáticos, de sobrepresión en la estación de bombeo con alivio a depósitos, tanques o piscinas construidas para ese fin. También se disminuyen con la ejecución de un plan de mantenimiento establecido para las válvulas de bloqueo de las diferentes estaciones existentes a lo largo de la tubería.

Entre otros equipos accesorios de los oleoductos se encuentran las trampas de envío y de recepción de raspatubos para limpieza interna de la tubería, en la figura 1 se aprecian los esquemáticos de una trampa de envío y de recibo, las primeras se ubican en el comienzo del oleoducto y las segundas al final. También se instalan en las estaciones de válvulas intermedias para la limpieza interna de sectores de la tubería. Esta limpieza se hace con periodicidad para mantener la sección transversal de la tubería, libre de deposiciones e impurezas que puedan producir obstrucciones y afectar el volumen bombeado, creando, además, sobrepresiones en la tubería. En la figura 2 se observa la herramienta raspatubos comúnmente denominada "cochinos". (8)

El oleoducto forma parte de un complejo de producción y manejo de crudos; es por ello que se considera necesario mencionar, aunque con brevedad, las características de una estación de bombeo estándar, porque ésta es el punto de inicio de una tubería troncal.

En la estación de bombeo converge el petróleo proveniente de las diferentes estaciones de flujo de producción y éste se almacena en el patio de tanques, esperando ser bombeado por medio del oleoducto, hacia el punto terminal.

Básicamente, la estación de bombeo está formada por los siguientes equipos:

- ◆ Tanques de almacenamiento. De éstos tanques existen dos tipos, soldados y atornillados; se utilizan para almacenar el petróleo que llega de las estaciones adyacentes al oleoducto. Se construyen bajo normas internacionales.
- ◆ Calentadores de crudo (en Guatemala no existen en las actuales estaciones). Son de tipo calderas y eléctricos por medio de resistencias. Se utilizan para calentar el petróleo y hacerlo más liviano con el propósito de reducir la presión en la tubería.
- ◆ Motores/bomba. Los motores son de combustión por medio de diesel y hacen funcionar las bombas centrífugas que elevan la presión de la tubería. Estas bombas tienen la capacidad de mover 14.5 MBPD (miles de barriles por día).
- ◆ Sala de Control. Es el lugar donde se encuentran todos los equipos de control, de seguridad y la oficina administrativa de la estación de bombeo.
- ◆ Equipos auxiliares. Equipos de protección personal y de primeros auxilios

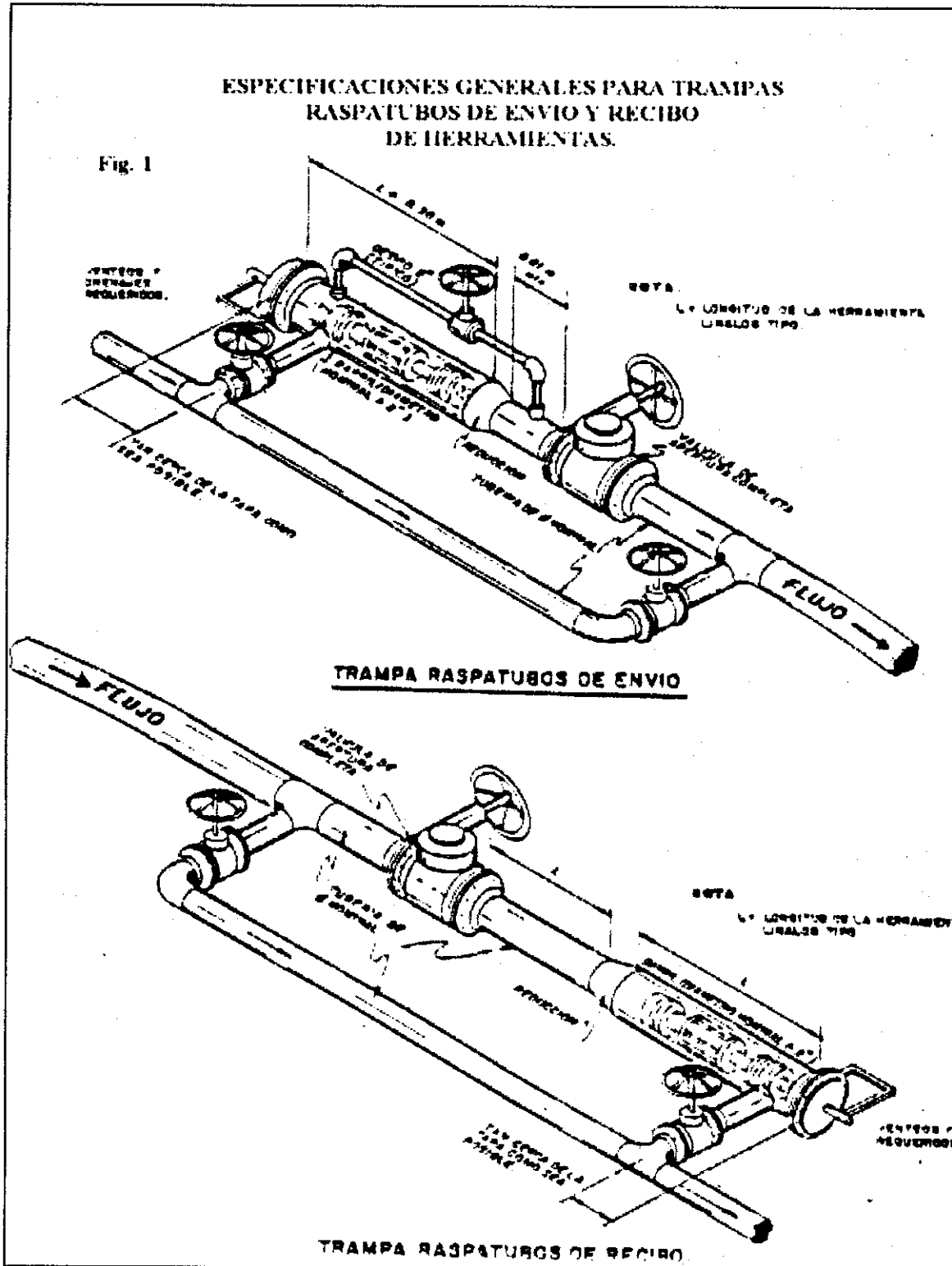
- ◆ Equipos de protección contra incendio. (En Guatemala se localizan en tres estaciones de bombeo). Se encuentran dentro de las instalaciones donde se trabaja con líquidos inflamables para combatir en caso de algún siniestro o incendio. El equipo se compone de: bombas de agua, hidrantes, tanques de almacenamiento de agua y tanque de espuma de inyección para los tanques de almacenamiento de petróleo.

- ◆ **Niveles de presiones de trabajo**

Generalmente, el oleoducto se opera con niveles de presión por debajo de la presión de diseño. La presión máxima de trabajo, en cualquier punto de la línea, es la presión máxima esperada en condiciones normales de operación, esto incluye la presión estática debido al gradiente hidráulico y a la presión requerida para vencer las pérdidas por fricción. (8)

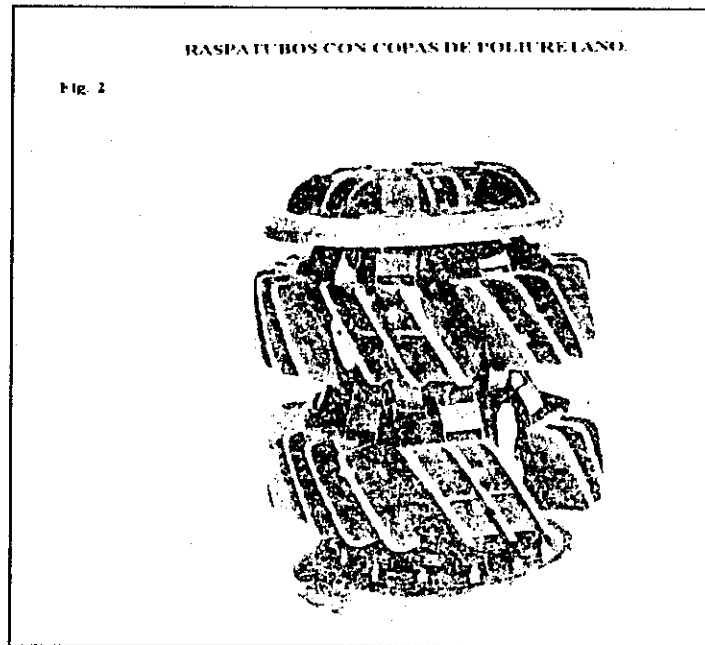
La presión interna máxima de diseño debe ser mayor o igual que la presión máxima de trabajo, más la sobrepresión por golpe de ariete. Para prever una condición insegura en la tubería se deben instalar adecuados dispositivos de protección, como válvulas de seguridad y controles automáticos que permitan aliviar las sobrepresiones y que aseguren que la presión de la tubería y la de los equipos no excedan en más del 10% la presión de trabajo. (8)

**Figura 3. Trampa raspatubos de envío y recivo de cochino**

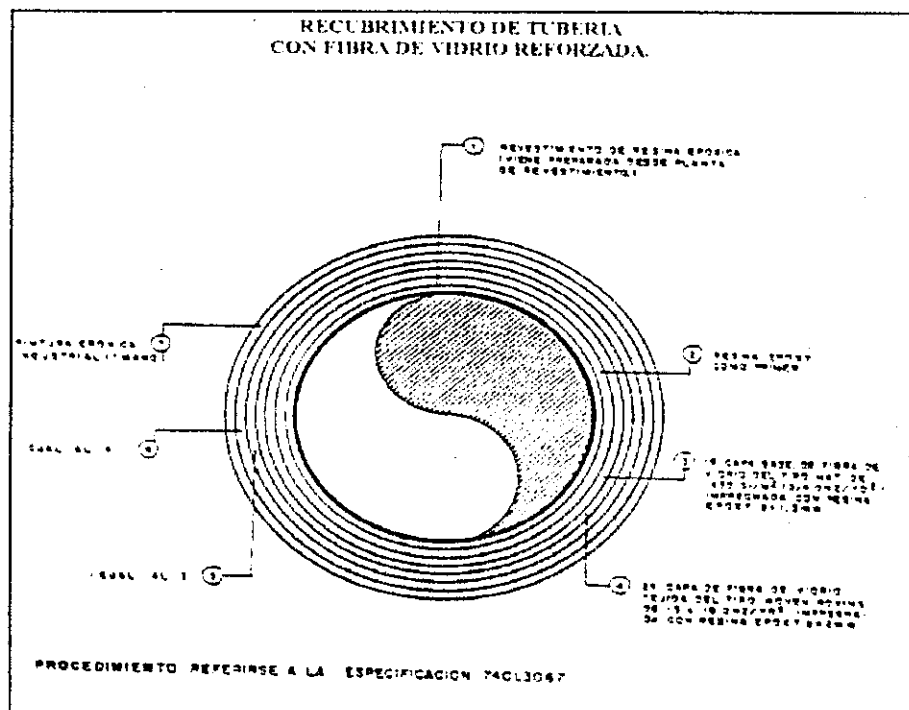


Fuente: Manual de mantenimiento de oleoducto, Caracas, Venezuela

**Figura 4. Raspatubos denominado cochino**



**Figura 5. Tubería revestida para ser enterrada**



Fuente: Manual de mantenimiento de oleoducto, Caracas, Venezuela



## **1.5 Derecho de paso o vía**

El derecho de vía es la franja de terreno que se necesita en ambos extremos de donde será tendida la tubería, debe ser del ancho que permita la movilización de maquinaria, equipo y personal para la ejecución de la obra. Antes de iniciar los trabajos, el área (donde debe ser tendida la tubería) debe estar despejada y limpia de malezas; los trozos de árboles que sirvan para la comercialización se deben poner a la disposición de las entidades ambientales para que ellos hagan uso de este recurso.

Los trozos de árboles, ramas, malezas y todo el producto desechable, como consecuencia de la deforestación, se debe retirar y transportar a sitios adecuados para enterrarlos o quemarlos con previa autorización de las entidades ambientales.

Previo a la preparación del derecho de paso se construyen las vías de acceso; éstas deben ser lo suficientemente anchas para la circulación de vehículos, maquinaria y equipos de trabajo de la empresa constructora.

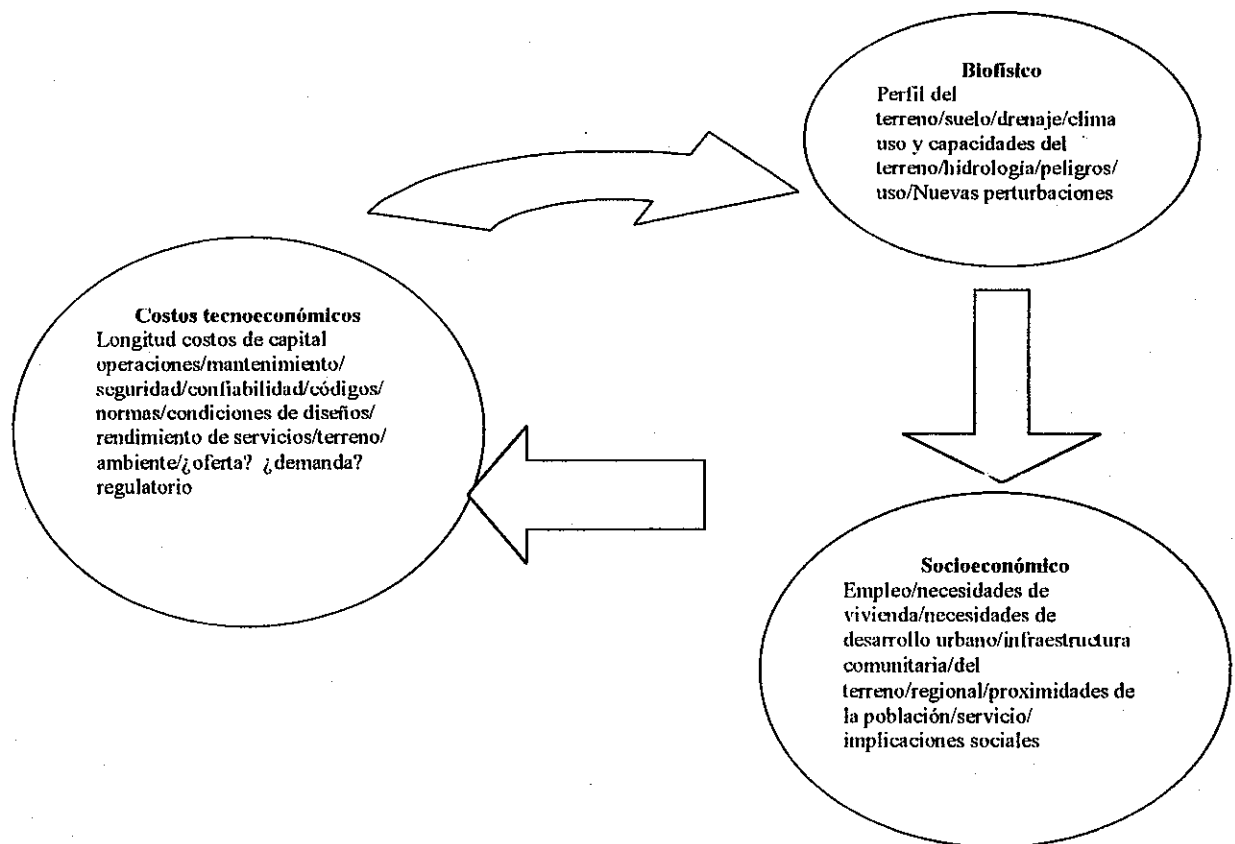
Este derecho de vía es un acuerdo gubernativo entre la empresa contratista, el propietario de las tierras por donde será tendida la tubería y el gobierno. Debe brindar a la empresa contratista todas las facilidades para realizar los trabajos y éste debe beneficiar, también, a los propietarios y a las comunidades cercanas.

### **Referencias**

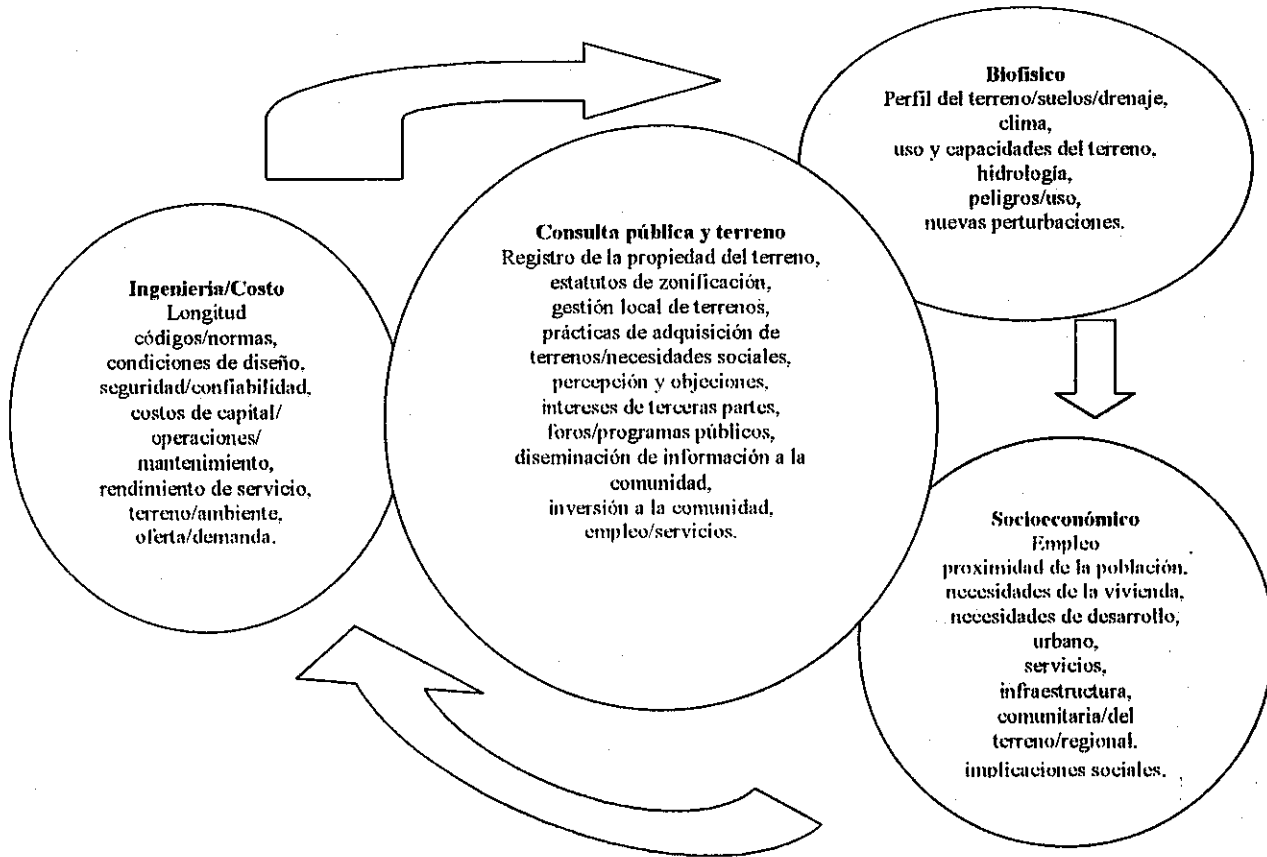
Se deben tener en cuenta las siguientes referencias: (3)

Norma	DOL-DISEÑO-03, diseño geotécnico
Norma	DOL-PRELIM-03, adecuación de accesos
Norma	DOL-PRELIM-04, señalización temporal
Norma	DOL-GEOAMB-02, sistema de drenaje
Norma	DOL-GEAMB-03, cobertura del terreno
Norma	DOL-GEOAMB-05, gaviones
Norma	DOL-GEOAMB-07, vegetalización
Norma	DOL-SPECIA-08, pago por zonas angostas

Los factores que se tenían en cuenta durante los años 80 para elegir una ruta óptima son los que se mencionan a continuación. (9)



Últimamente, para elegir una ruta de oleoducto se considera el factor público unido a los factores biofísicos, socioeconómicos y de ingeniería porque éstos proporcionan información que antes no se podía visualizar. (9)



**Art. 67: Constitución y servidumbre ocupación temporal y expropiación**

Se declara de utilidad y necesidad pública, en su orden, la constitución de servidumbres, ocupación temporal o expropiación de bienes de propiedad privada que de cualquier manera deban afectarse para la realización de operaciones petroleras, en la forma en que éstas aparecen definidas en la presente ley. (7)

El Gobierno mediante el Ministerio de Energía y Minas comprobará la utilidad o necesidad pública a que se refiere el párrafo anterior y acordará en cada caso concreto, los bienes que deban ser afectados por la constitución de servidumbre u ocupación temporal. En caso de que no se pueda realizar la operación petrolera por medio de la constitución de servidumbres o de la ocupación temporal, se acordará la expropiación forzosa del área, estrictamente indispensable, para realizar la operación petrolera. (7)

El propietario o legítimo poseedor deberá ser indemnizado en la forma establecida en esta ley. (Ley de Hidrocarburos, Decreto 109-83).

**1.5.1 Estatutos y reglamentos legales que rigen en el país\***

Los estatutos y reglamentos que rigen en la actualidad, en la industria petrolera de Guatemala se definieron en un acuerdo gubernativo entre la compañía contratista y el gobierno representado por el Ministerio de Energía y Minas. A continuación se mencionan algunas de las cláusulas que se encuentran dentro del convenio. (10)

El 12 de diciembre de 1995 se modificó el convenio Gubernativo 684-95 entre el Ministerio de Energía y Minas y la empresa contratista de transporte y comercialización de hidrocarburos, estos acuerdos rigen el tramo de oleoducto que existe, actualmente, Xan-Piedras Negras. (10)

**(Cláusula primera: antecedentes)**

La producción del área I del contrato, identificado con anterioridad, se ha mantenido en un nivel de producción relativamente bajo, por el contrario, la producción del campo Xan que corresponde al Contrato (2-85) aumentó bastante porque se ha utilizado, prácticamente, la totalidad de la capacidad instalada actualmente del Sistema Estacionario de Transporte de Petróleo Crudo o de otros hidrocarburos; de continuar el aumento de ésta, se hará necesario y urgente incrementar esa capacidad y adecuar el mencionado sistema al volumen de los hidrocarburos producidos y que se producirán en los contratos (2-85 ) y (1-92). Por razones de la vida útil de este sistema estacionario es necesaria la inspección de la totalidad de la tubería, la sustitución de algunos tramos el reforzamiento de varias secciones, sustitución de bombas, ampliación del sistema de bombeo, aumento de la capacidad de almacenaje, por ejemplo en la terminal "Piedras Negras" (Santo Tomás de Castilla ); así como la construcción de un ramal de oleoducto que una la línea de flujo que concluye en la minirefinería localizada en La Libertad, Petén, como la terminal Raxrujá, situada en el kilómetro (39 + 500) del oleoducto que va de Rubelsanto hacia Piedras Negras. Lo anterior, con el propósito de aprovechar, de la mejor manera, el sistema de transporte existente, preservar más el medio/ambiente y reducir los costos de transporte de los hidrocarburos que se producen en las áreas, lo cual incidirá en forma positiva en los ingresos del Estado. (10)

#### **(Cláusula cuarta. Autorización)**

Queda entendido que la autorización de la cláusula 4.1 se refiere al SETH, actualmente en funcionamiento, y, a las inversiones para la ampliación de su capacidad de bombeo y almacenamiento, así como a las inversiones en las obras e instalaciones necesarias para interconectarlo desde Raxrujá con la línea de flujo proveniente del campo comercial Xan a la altura de la minirefinería, a las instalaciones necesarias para las medidas de seguridad y protección del medio ambiente y a todas aquellas obras e instalaciones fundamentales para la debida operación del SETH. (10)

#### **(Cláusula quinta. Derechos del contratista)**

Recobrar todos los costos que se atribuyan a la construcción, modificación, ampliación y operación del sistema de transporte, así como los que se refieran al concepto de remuneración total por sus servicios y por sus compromisos técnicos y financieros asumidos conforme a este convenio, de conformidad con las tarifas que se establezcan. (10)

#### **(Cláusula sexta. Obligaciones de transportar)**

La empresa contratista transportará en forma prioritaria, juntos, los hidrocarburos que le correspondan al contratista y al estado, producidos de las áreas de los contratos de referencia. Cuando el SETH opere a su capacidad máxima, de acuerdo con las estaciones de bombeo en operación, deberá prorratearse la cantidad que se transportará en estricta conformidad con los porcentajes de la producción que pertenezcan al Estado y al contratista, respectivamente.

En la capacidad del oleoducto no utilizada en 6.1 el contratista se obliga a prestar servicios a todos los usuarios en forma no discriminatoria, sobre la base de tarifas establecidas, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos.

**(Cláusula séptima, tarifas y otros cargos)**

Para los efectos de lo dispuesto en este convenio, de conformidad con el Artículo 32, las tarifas que se deben aplicar son las siguientes: (10)

- para el oleoducto Rubelsanto-Piedras Negras se aplica la tarifa de transporte de conformidad con la formula:

$$T(N) = \frac{G.O.(N) + IMP.(N) + D(N) + 12\% (G.O.(N) + ID(N))}{Q(N)}$$

En donde

- TN: Tarifa real
- G.O.(N): Gastos de operación, mantenimiento y administración durante un año.
- IMP.(N): Atributos e impuestos pagados en un año, incluyendo arbitrios, tasas, derechos, contribuciones estatales o municipales y excluyendo el impuesto sobre la renta.
- D(N): Depreciación anual del SETH que será del 6% sobre el costo del mismo y sobre las inversiones adicionales que se realicen por requerimiento o con la autorización de la Dirección.
- ID(N): Inversión neta contable anual (inversión total menos depreciación acumulada) que aparecerá en los registros contables al final de cada año.

Q(N): Volumen de hidrocarburo transportado cada año.

Para el ramal La Libertad-Raxrujá, se aplicará una tarifa de transporte de conformidad con lo siguiente:

- hasta completar la recuperación del capital inicial, los gastos derivados de la construcción del ramal, los atributos, gastos de operación, así como intereses calculados con una tasa de interés igual al 12%, aplicar una tarifa de US\$ 2.00 por barril de petróleo crudo transportado.

Cuando no se aplique lo anterior, la tarifa se calculará con la fórmula indicada a continuación.

$$T(n) = \frac{G.O(n) + Imp.(n) + 12\% I.I.}{Qn.}$$

Qn.

En donde

T(n): Tarifa anual.

G.O.(n): Gastos de operación, mantenimiento, protección al medio-ambiente y administración durante un año. En este renglón se incluirán las nuevas inversiones, si las hubiera.

Imp.(n): Tributos e impuestos pagados en un año, incluyendo arbitrios, tasas, derechos, contribuciones estatales o municipales y excluyendo el impuesto sobre la renta.

I.I.: Inversión inicial a que se refiere el numeral 4.2 anterior, más gastos de construcción del ramal, hasta el inicio de operaciones del mismo.

Qn: Volumen de hidrocarburos transportados en un año en el ramal.



El 12% señalado de la inversión inicial (I.I.) que se indica en la fórmula anterior, se repartirá entre el Estado y la empresa contratista, de acuerdo con el promedio diario de volumen transportado. Numeral 12.2 Contrato 2-85.

## **1.6 Personal: sueldos y salarios**

Hasta el momento, en Guatemala no existe personal capacitado para la realización de este tipo de trabajo. Compañías extranjeras ganan los contratos en licitaciones autorizadas en el país. Como consecuencia de este fenómeno, las empresas petroleras y el Estado se han preocupado por capacitar a su personal, por medio de cursos técnicos, en el ramo de la industria petrolera.

Debido a que los campos donde se realizan los trabajos, se encuentran en lugares poco accesibles se proporciona a los trabajadores (durante el tiempo que dure la construcción y la puesta en operación del proyecto,) alimentación, vivienda y un ambiente limpio y seguro de trabajo.

En caso de accidente laboral se brinda toda la ayuda necesaria a los trabajadores, como primeros auxilios, mientras se les traslada a un hospital donde les proporcionen toda la ayuda necesaria para su recuperación.

El tipo de personal que se necesita para la ejecución de este tipo de proyecto se divide en: personal técnico, operadores de maquinaria y personal temporal (obreros).

Dentro del personal técnico se encuentran todos aquellos que están involucrados en forma directa con la realización del proyecto, por parte de la empresa contratista, así como por la de las empresas que han obtenido un subcontrato dentro del proyecto, obra civil, obra mecánica, transporte, logística.

Ellos se encuentran ligados dentro del proyecto con cada una de las diferentes compañías contratistas.

El personal temporal es el que se contrata para la ejecución de ciertos trabajos que no son de tipo técnico: abrir zanja, ayudantes de albañilería, etc. Deben ser de las comunidades cercanas al lugar donde se están ejecutando los trabajos, este personal se cambia cada 14 días, para brindar la oportunidad a más personas de las comunidades, para obtener un trabajo.

Los sueldos que se pagan al personal técnico de cada empresa están ligados a los contratos que éstos realizan directamente con la empresa a la cual le prestan sus servicios.

El salario del personal temporal (obreros) se encuentra regido por los estatutos de ley del código de trabajo. La forma de pago de este personal es por día trabajado y es tres veces mayor al salario mínimo que se indica.

La jornada de trabajo que rige dentro de la realización de este proyecto es de 12 horas trabajadas al día; comprenden de 6:00 a.m. a 18:00 p.m. por un tiempo máximo de 14 días. El trabajador también obtiene el derecho a 7 días de descanso, pagados.

### **1.7 Aceptación de la comunidad**

Proyectos anteriores realizados en estas áreas han sido bien recibidos por las comunidades cercanas al proyecto; entre los que se pueden mencionar se encuentra la construcción de una estación de bombeo en la aldea Chaquiruquijá en el municipio de Chahal del departamento de Alta Verapaz; tuvo una duración de 5 meses y benefició a un total de 550 personas del área.

El valor aproximado de mano de obra que se pagó a personas del lugar fue de **Q706,750.00**. Otro beneficio que se obtuvo fue el mantenimiento que se dio a 45 km de carretera de terracería desde el cruce de Cadenas hasta el municipio de Chahal en la ruta transversal del Norte, porque esto ayudó a que empresas de transporte extraurbano colocaran una nueva ruta de servicio desde la ciudad de Guatemala hasta la aldea Raxrujá en el departamento de Alta Verapaz .

La construcción de este proyecto beneficia a los habitantes de las comunidades por donde debe pasar la tubería porque les brinda fuentes de trabajo temporal, la construcción de vías de acceso a lugares donde no es posible ingresar, les proporciona facilidad para que puedan sacar sus cosechas a la venta a precios módicos.

Los beneficios para la comunidad inician desde el momento en el que se realizan los primeros estudios del terreno hasta la finalización y puesta en marcha del proyecto.

### **1.8.1 Construcción del oleoducto como fuente de generación de empleo**

Los proyectos son un aporte para la economía del país debido a que proporcionan fuentes de trabajo para diferentes tipos de personal, calificado y no calificado, y, generan empleo desde que se aprueba el proyecto cuando inician los diferentes estudios, ambientales, técnicos, diseño, transporte, construcción, que son requeridos por las autoridades del Estado, representadas por el Ministerio de Energía y Minas y por las autoridades ambientalistas.

La generación de empleo se encuentra ligada directamente con diferentes empresas que prestan servicios que también están ligados de forma directa o indirecta con el proyecto. Entre éstas se mencionan:

- líneas aéreas (transporte de personal),
- empresas de transporte (camiones, plataformas, etc.),
- empresas de alimentos,
- empresas de construcción,
- empresas de comunicación,
- empresas arrendadoras de equipo pesado (tractores, etc.).

Entre el personal calificado o personal técnico de las diferentes empresas, que está ligado directamente con el proyecto se encuentran ingenieros, supervisores, superintendente del proyecto.

El personal no calificado se contrata para realizar diferentes trabajos dentro del proyecto. Los hombres para la apertura de zanjas, carga de materiales, chapeo y diferentes tipos de labores que surgen dentro del proyecto. Las mujeres son contratadas para la limpieza y el lavado de ropa del personal.

Se estima que durante la construcción de este proyecto se brindará empleo a un promedio de 500 personas del área y para lograr este objetivo la mejor forma de hacerlo es rotando al personal en planes de 14 días de trabajo.



## 2. ASPECTOS TÉCNICOS

### 2.1 Estudio hidráulico

Para ayudar al diseñador, con frecuencia, se emprenden estudios con modelos de estructuras y máquinas hidráulicas propuestas. Lo anterior permite la observación visual del flujo y hace posible la obtención de ciertos datos numéricos; por ejemplo, profundidades de flujos, distribución de velocidad, eficiencia y capacidad de bombas y turbinas, distribución de presión y de pérdidas. (11)

Es necesario correr un simulacro hidráulico para determinar el comportamiento que tienen los flujos dentro de una tubería, las diferentes caídas de presión ocasionadas por la topografía de terreno, temperatura, densidad del producto, viscosidad y grados API que tiene el petróleo que se transportará.

Por medio del estudio hidráulico se puede tener un dato más exacto de la cantidad de petróleo que se puede transportar en barriles a temperatura ambiente de 66 ° F. en determinado tiempo.

En el momento de realizar las diferentes pruebas de simulación es importante tener en cuenta el r.p.m. (revoluciones por minuto) de las bombas, la eficiencia de trabajo del sistema en porcentaje (%) porque proporcionará un dato más exacto de la cantidad de barriles de petróleo que el oleoducto transporta cada hora (capacidad instalada). La simulación se debe hacer de la siguiente forma:

- ◆ 1 bomba a 1,000 r.p.m. (mínima). Después de obtener los datos de esta prueba se trabaja con dos bombas a las mismas r.p.m. y así, sucesivamente, hasta lograr trabajar con las cuatro bombas que se tienen, considerando la presión máxima de operación del oleoducto.

Luego de trabajar con las revoluciones mínimas de las bombas, éstas se deben aumentar a cada una de las bombas hasta su máximo de operación observando siempre la presión máxima de operación del oleoducto y, así, determinar cuál es la forma más eficiente de trabajo para obtener su máximo beneficio.

Es importante estimar dentro de los estudios hidráulicos los diferentes comportamientos que el petróleo tiene, debido a los cambios de temperatura, correr simulaciones con diferentes tipos de temperatura de los flujos, temperatura ambiente, conviene considerar que el objetivo es lograr la determinación de si el oleoducto es capaz de transportar 40,000 bpd (barriles por día).

## **2.2 Impacto ambiental**

El impacto ambiental es el efecto visual que se genera directa o indirectamente en el medio/ambiente, involucrado como fuente de recursos o como simple espacio físico a un proyecto de capital sobre una superficie, ya sea tierra, flora, fauna, agua. El artículo 8 de la Ley y Mejoramiento del Medio/Ambiente cita "Para todo proyecto, obra industria, que por sus características pueda producir deterioro a los recursos naturales renovables o no renovables al ambiente, o, introducir modificaciones nocivas o notorias al paisaje y a los recursos culturales del patrimonio nacional, será necesario, previo a su desarrollo, un estudio de evaluación ambiental, realizado por los

técnicos en la materia y aprobado por la Comisión Nacional del Medio/Ambiente" (2)

Las empresas operadoras en conjunto con el gobierno y las instituciones ambientales son las responsables de velar porque se cumpla con todas las normas ambientales que rigen en el país. Ambos han realizado importantes esfuerzos y han hecho inversiones considerables para prevenir y mitigar los impactos ambientales inmediatos o de largo plazo de sus actividades.

Todo proyecto que se inicie en la industria petrolera debe ir acompañado de un estudio del impacto ambiental que éste tiene sobre el medio, así como la forma de mejorar las operaciones con la finalidad de restablecer las condiciones del ambiente, con la misión de mantener buena calidad de vida para la flora y fauna de la región, así como bienestar para sus pobladores.

Las instituciones ambientalistas que tienen a su cargo la zona Norte de Petén y el departamento de Izabal, que velan por el buen funcionamiento y cumplimiento de las normas ambientales de cualquier industria y por la protección de áreas especiales en todo el territorio nacional son: INAP, CONAMA, DEFENSORES DE LA NATURALEZA, FUNDAECO, GREENPEACE.

### **2.2.1 Protección ambiental**

En la producción, transporte, transformación y consumo de hidrocarburos existe el riesgo de producir daños ambientales si no se cuenta con una gestión eficiente y con el uso de tecnologías y procedimientos de prevención y control, adecuados, para la protección y el cuidado del ambiente. (8)



Esta conducta obedece a políticas y programas ambientales que inducen a las empresas a adoptar un modelo de preservación del ambiente, como parte de las actividades de producción, refinación, transporte y comercialización de los hidrocarburos. (8)

Aun con las medidas de prevención establecidas para llevar a feliz término la ejecución de los proyectos, no escapa la posibilidad de que se presenten incidentes que generan contaminación. Las instalaciones petroleras, petroquímicas y las unidades de transporte terrestre y marítimas de hidrocarburos están sujetas a situaciones que pueden ocasionar fugas de sustancias contaminantes al ambiente.

Para reducir al mínimo estos daños, las empresas operadoras ejecutan mediante sus planes de contingencia las acciones correctivas de respuesta que hubiese, tanto en el ámbito nacional como en el internacional. (8)

Cuando finaliza la ejecución y puesta en operación del proyecto es el momento durante el cual pueden ocurrir problemas de derrame de hidrocarburos, en este caso petróleo, por mal manejo de la operación o por cualquier otra situación que se pudiera dar (corrosión, fisuras, etc.) por lo que se hará una descripción acerca de los derrames petroleros y cómo afectan al ambiente:

### **2.2.2 Derrames petroleros**

Por muchos años la contaminación ocasionada por los derrames de hidrocarburos ha acaparado, en mayor o menor grado, la atención del público. Pero, antes de hablar acerca de la causa de los derrames de hidrocarburos se debe tener presente lo siguiente: (4)

- en general, la mayor parte de los yacimientos productores de hidrocarburos se localizan en los países de menor consumo o que se encuentran en vías de desarrollo;
- en forma adicional, estos núcleos de producción se localizan en áreas muy distantes de los principales centros de consumo;
- como principal fuente de energía en el mundo, su consumo continúa en aumento y su búsqueda nos lleva hasta los lugares más remotos del planeta (por ejemplo Alaska) extremadamente sensibles, desde el punto de vista ecológico, por no haber sufrido todavía el impacto de las actividades del hombre.

Estas situaciones conducen a que:

- los hidrocarburos se deben transportar por miles de kilómetros antes de llegar a los consumidores;
- este transporte se realiza por medio de buques tanqueros y mediante tubería de gran diámetro (oleoductos y gasoductos). Por razones económicas, los tanqueros deben ser cada vez más grandes y las tuberías de mayor diámetro. Asimismo, las hostiles condiciones de trabajo que se deben enfrentar aumentan los riesgos de accidentes que, a su vez, se incrementan, en cuanto a la magnitud de sus daños. En la figura 6 se muestran los diferentes tipos de derrames; se manifiestan sus efectos causas y riesgo.

Figura 6. Tipos de derrames petroleros

Tipos de derrames	Tipo de contaminante	Fuente causa	Riesgo
<p>Derrames en tierra. Como todas las situaciones de emergencia, los derrames en tierra y cuerpos de agua (quebradas, caños, morichales, ríos) están seguidos de horas iniciales de mucha confusión que llevan a gran pérdida de eficiencia en las técnicas utilizadas para el control del derrame y, aunque la respuesta sea la más eficiente y rápida posible, no se llega a una recuperación total del hidrocarburo derramado. (4)</p>	<p><b>Contaminante natural.</b> El petróleo, a pesar de clasificarse como un contaminante tóxico, es una sustancia de origen natural, no producida por el hombre y biodegradable con el tiempo. (4)</p> <p>Su presencia natural en forma de "menes" ha sido reseñada en el mundo entero a lo largo de la historia, Marco Polo, en el siglo XIII, lo describió en sus libros y comentaba acerca de su abundancia y usos.</p>	<p>Los derrames en tierra o en cuerpos de agua superficiales se pueden localizar con facilidad, por lo que su control se agiliza en gran medida. Estos derrames pueden provenir de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. pozos, tanto en la fase de explotación como de producción y transporte.</li> <li>2. oleoductos, en sus fases terminales o en la trayectoria, ocasionados por corrosión. Tanques de almacenamiento de hidrocarburos.</li> <li>3. vehículos o cisternas, por choque, volcamiento.</li> <li>4. transferencia o trasiego de crudo derramado, causados por fallas mecánicas y por errores de operación que pueden generar explosiones y fugas. (4)</li> </ol>	<p>La mayoría de los derrames en tierra implican la introducción en el ambiente de pequeñas cantidades de petróleo que causan daño a los recursos físicos y bióticos, pero en escala menor que los derrames en agua. Si el derrame aporta grandes cantidades de petróleo, el problema tendrá un impacto significativo en la contaminación del suelo y cuerpos de agua, adyacentes; de no actuar con rapidez, podrían resultar afectadas las aguas subterráneas. (4)</p>
<p>Derrames en el agua. Existe gran variedad de fenómenos naturales así como procesos físicos, químicos y biológicos que actúan cuando se origina un derrame de petróleo en el agua. Los fenómenos que determinan el comportamiento del derrame. (4)</p>	<p><b>Tipo de contaminante</b></p> <p><b>Contaminante natural.</b> Según la Academia Nacional de Ciencia de los Estados Unidos, sólo el 9.8% del petróleo encontrado en los océanos, proviene de fuentes naturales. El 91.2% restante, correspondiente a descargas, es producto de las actividades del hombre, el 34.9 por ciento se origina en el transporte marítimo, tanto por combustible como por carga. (4)</p>	<p><b>Fuente causa</b></p> <p><b>Transporte en buques tanqueros.</b> En los primeros seis meses de 1942, submarinos alemanes hundieron 42 tanqueros en la costa Este de los Estados Unidos, las pérdidas se estiman en más de 2,7 millones de barriles de petróleo y productos refinados. (4)</p> <p><b>En oleoductos.</b> En su trayectoria o en las fases finales por problemas de corrosión o por errores de operación.</p>	<p><b>Riesgo</b></p> <p><b>Extensión.</b> Tendencia de la mancha a expandirse. Tipo y volumen derramado.</p> <p><b>Movimiento.</b> Depende de las condiciones y fuerzas externas ambientales para mover el derrame, de un lugar a otro, la velocidad de la mancha es el 30% de la velocidad del viento. (4)</p>

Fuente: Fundamriegos "Control de derrames petroleros", Venezuela 1997.

### **2.2.3 Tratamiento de desechos**

La mejor manera de tratar los diferentes desechos que se generan durante la construcción de un proyecto es siguiendo los aspectos que se enumeran a continuación:

- construcción de un basurero que cumpla con la autorización y normas de las autoridades ambientales. También se deben identificar los diferentes tipos de desecho que se generan (sólido, plástico, madera, metal, líquido y algún tipo de químico que se utilice);
- clasificar los desechos en fosas que se construirán y se determinarán para cada uno de los diferentes desechos (papel, madera, plásticos, metal);
- la madera que se genera por las cajas donde se movilizan los materiales será utilizada en la misma obra para realizar diferentes trabajos (oficinas provisionales, construcción de escritorios para oficinas o mesas de planos);
- los desechos orgánicos deberán ser dispuestos dentro del área y se deberán seguir prácticas sanitarias, usualmente, recomendadas (colocación en fosas impermeables), conviene incluir la utilización de cal y la cobertura continua del sitio con materiales arcillosos, para evitar la proliferación de moscas. No hay que botar el aceite usado en el suelo o en el sistema de drenaje;
- los trapos aceitosos, aceites quemados y la basura de oficina se deberán incinerar en el lugar indicado para ello.

### **2.2.4 Cruce de ríos**

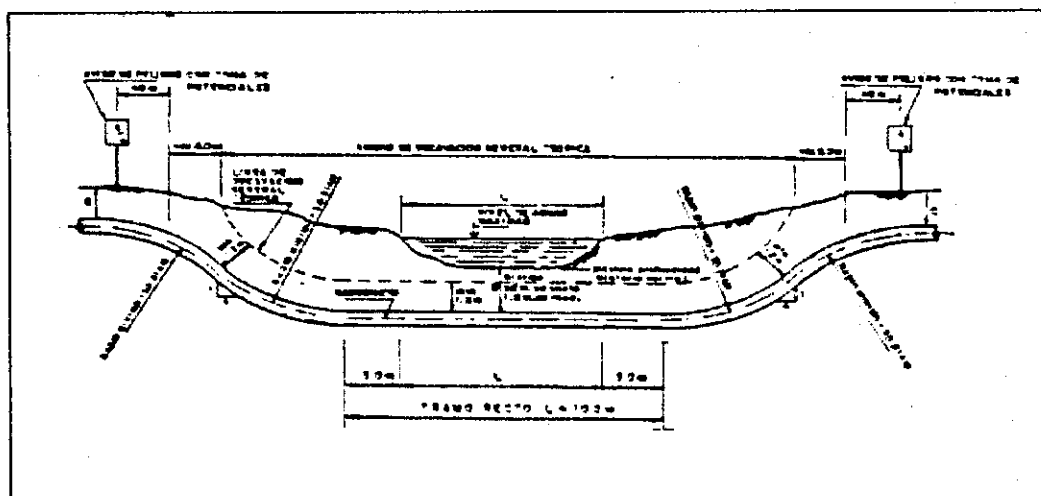
Es importante conocer el efecto ambiental que ocasiona pasar una tubería por un río, así como los diferentes tipos de flora, fauna y seres que habitan a la orilla de éstos, por ejemplo, los manglares. (8)

En los cruces de corrientes de agua (arroyos, ríos, quebradas) la tubería se deberá instalar mediante la perforación del suelo desde las márgenes del río y por debajo del lecho de éste.

La profundidad de la tubería, respecto de la parte más baja que haya tenido el lecho del río en toda su historia, no será menor de 3.00 metros y de 0.75 metros por debajo del fondo rocoso en caso de afloramiento de este material. En la figura 4 se indican las especificaciones generales para este tipo de cruces. (8)

La empresa constructora deberá reforzar las márgenes del río, donde aflore la tubería, con piedra o con otro material de escollera a profundidad y anchura suficiente para evitar erosiones que pudieran dejar el tubo descubierto y expuesto a la corriente y a los esfuerzos generados por la misma. (8)

Figura 7. Tubería enterrada en cruce de ríos



Fuente: Fipetrol mantenimiento de oleoducto, Pag. 20 Caracas, Venezuela.

## 2.3 Seguridad industrial

Es el conjunto de programas, prácticas y procedimientos que se siguen para eliminar o disminuir las pérdidas personales y materiales durante la ejecución de una o más tareas dentro de un área específica. (3)

La seguridad industrial es importante en todo tipo de proyecto para asegurar la ejecución de todas las actividades bajo óptimas condiciones de seguridad, higiene y protección ambiental.

### ▪ Reglas generales

La industria petrolera maneja hidrocarburos que poseen propiedades explosivas, inflamables, combustibles, corrosivas, oxidantes o reactivas. Estas características los convierten en un riesgo potencial de accidentes mayores o catastróficos con resultados de daños severos al personal, instalaciones y medio/ ambiente.

Es importante tener en cuenta las siguientes normas:

- sólo debe permanecer en el área de trabajo, el personal con autorización específica, asignado por la empresa y los representantes gubernamentales, previamente autorizados, que desarrollen actividades concernientes;
- el personal que trabaje o visite las áreas de trabajo, permanentemente deberá:
- presentarse con ropas de trabajo que la empresa facilita, (overoles o pantalón y camisa) y equipado con zapatos de seguridad.

Además, deberá protegerse con otros equipos específicos para el trabajo y usarlos en las áreas donde sean requeridos (por ejemplo: equipo de respiración).

Seguridad de trabajo. Todo trabajo de ampliación, modificación y construcción de nuevas instalaciones será notificado a la sección de prevención de accidentes, donde establecen las normas de seguridad para el trabajo, de común acuerdo con el supervisor del proyecto.

Se deberá cumplir, totalmente, con las instrucciones permanentes "permiso para realizar trabajos en caliente" y "permiso de trabajo bajo normas de seguridad" donde los trabajos así lo requieran (estación de bombas).

Toda operación de izamiento de carga debe ser planificada, adecuadamente, por el responsable de la ejecución de ésta y contempla, entre otras cosas, las siguientes:

- conocimiento del tipo de carga, peso. Centro de gravedad, etc. selección del equipo, materiales y accesorios para el tipo de izamiento que se va a realizar;
- Identificación de peligros y análisis de riesgos.
- elaboración del procedimiento secuencial que se efectuará para hacer el trabajo.
  - proveer medios de comunicación.
  - prever que las rutas de acceso cumplan con las disposiciones mínimas de seguridad;
  - los trabajos de excavación deben cumplir los requisitos mínimos necesarios para realizarlos en forma segura y eficiente;

- antes de usar equipo de excavación, el personal a cargo, deberá familiarizarse con la ubicación del oleoducto y con la ruta que éste debe seguir;
- en el lugar de trabajo se encuentran mapas que indican la ubicación de las instalaciones e información sobre las mismas;
- proveer medios de comunicación;
- prever que las rutas de acceso cumplan con las disposiciones mínimas de seguridad.

## **2.4 Generalidades del proyecto**

El proyecto presenta una ruta para la construcción de un nuevo oleoducto enterrado de 16" de diámetro, el cual abarca una distancia de **41,200 metros** de tubería, con una capacidad de 40,000 barriles, que inicia desde la estación Semox y finaliza en una nueva área de almacenamiento de tanques en la Bahía de Amatique donde se instala una boya de carga en el mar. Se consideran los componentes de la estación Semox debido a que ésta será la encargada de enviar el petróleo a la nueva área de almacenamiento.

Los distintos componentes del proyecto son:

### **Estación Semox**

Ésta es una estación que se encuentra, actualmente, en operación y cuenta con todas las especificaciones de una estación de bombeo de petróleo. Tiene los siguientes componentes:

- **área administrativa, garita de control, casa habitacional para los operadores;**



➤ **área de bombas:**

- cantidad: 4 bombas IMOs con capacidad nominal de 14.5 MBOPD (miles de barriles por día) cada una, equipadas con motores Caterpillar diesel, con interruptores Murphy, válvulas de presión y registradores de presión y de temperatura, válvulas de alivio en las descargas laterales y filtros de succión bajo cubierta (una de las bombas se usa para casos de emergencia);
- bombas centrífugas: cantidad 4 bombas eléctricas;
- Presión de salida: 700 a 1,300 libras por pulgada cuadrada (presión de operación);
- generadores: 2 de 225 kw, accionados por diesel, con sistema automático de interrupción con consumo aproximado de combustible de 200 gls/día;
- tanque de almacenamiento de diesel: 2 con capacidad de 2,000 gls;

➤ **tanques de almacenamiento de petróleo:**

- cantidad 2 tanques, capacidad de 5,000 barriles c/u;
- diámetro: 8.60 metros;
- altura : 9.37 metros;
- cada tanque está dotado con sistema colector de vapores, ventilación atmosférica y chisperos. Los tanques son soldados y pintados de acuerdo con especificaciones técnicas de la industria petrolera internacional;

➤ **equipo de seguridad:**

- sistema de detección de gas H<sub>2</sub>S, 4 unidades de muestreo remoto de gas, conectados a un panel central, con alarmas visuales y auditivas, detectores portátiles (Spot check);
- sistema de control de incendio, cuenta con una fosa de agua recubierta con geomembrana, con capacidad de almacenamiento de 25,000 barriles. Tiene bombas de turbina vertical, accionada con motores diesel de 200 HP, capacidad de bombeo de 1,500 GPM a 150 psi;
- equipo de primeros auxilios;

➤ **área de almacenamiento de petróleo, Quehueche**

Es importante realizar un estudio técnico, del área de almacenamiento para definir todos los aspectos importantes y determinar componentes, así como equipo, bombas, sistemas de seguridad, protección ambiental y un estudio no significativo del área que se va a trabajar.

La capacidad de almacenamiento de petróleo que se quiere alcanzar es la que se define a continuación, cumpliendo con las normas internacionales de la industria petrolera;

➤ **área de tanques:**

- capacidad de almacenamiento: 100,000 barriles c/u;
- cantidad: 5;
- diámetro: 125 pies;
- altura: 40 pies;

- cada tanque dotado con sistema colector de vapores, ventilación atmosférica y chisperos. Los tanques son soldados y pintados de acuerdo con especificaciones técnicas de la industria petrolera internacional.

Se muestra la distribución de planta de una estación de bombeo Semox en el municipio de Livingston, lugar donde inicia el cambio de diámetro de tubería propuesta en este estudio. Figuras 8 y 9.

## 2.5 Condiciones y parámetros de diseño de un oleoducto

Los parámetros que se tienen en cuenta para el diseño de un oleoducto son los siguientes: (8)

- a.) presión;
- b.) temperatura;
- c.) influencia del ambiente;
- d.) efectos dinámicos;
- e.) sobrecargas;
- f.) cargas por expansión y contracción térmica.

### A. Presión

El espesor de la tubería se determina mediante la siguiente fórmula:

$$T = \frac{P_i * D}{2S}$$

Donde :

T: Espesor de diseño de la tubería, en pulgadas.

P<sub>i</sub>: Presión interna máxima de diseño en psi.

D: Diámetro externo de la tubería

S: Tensión máxima admisible en la pared del tubo en psi y se calcula, según la fórmula:

$$S: 0.72 * E * T_{ad}$$

0.72: Factor de diseño que considera las dimensiones de espesor por efectos del proceso de fabricación del tubo.

E: Factor de la junta soldada, que varía entre 0.6 y 1.0, dependiendo del proceso de fabricación del tubo.

T<sub>ad</sub>: Tensión admisible del material.

El espesor nominal del tubo debe ser:

tn:  $t + A$

t: Espesor de diseño.

A: Suma de las tolerancias debidas a:

- requerimientos de seguridad pública en líneas que atraviesan áreas pobladas;
- corrosión;
- tuberías roscadas.

Como se definió en el párrafo referente a niveles de presión, la presión de diseño se estima igual a la presión máxima de trabajo incrementada con sobrepresión de golpe de ariete.

$P_i = P_{\text{max de trabajo}} + \text{sobrecarga por golpe de ariete.}$

$P_{\text{max de trabajo}} = \text{presión por carga hidrostática} + \text{pérdida de fricción en la tubería.}$

## **B. Temperatura**

Para temperaturas comprendidas entre  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$  no se requiere corrección alguna en la tensión de diseño. Para temperaturas diferentes a la del intervalo mencionado, se deben tener en cuenta las variaciones de las propiedades mecánicas para los efectos de hacer una correcta selección.

## **C. Influencia del ambiente**

También se deben considerar para el diseño los incrementos de presión interna, de la tubería, causados por calentamiento del crudo, mientras permanece estático, cuando el oleoducto atraviere zonas de elevada temperatura.

#### **D. Efectos dinámicos**

Se refiere a la influencia de las vibraciones, vientos, temblores de tierra, golpe de impacto sobre la tubería, son factores que deben ser estimados para su diseño.

#### **E. Sobrecargas**

Los efectos de sobrecarga sobre la tubería, como el peso del fluido transportado, el de la misma tubería, peso del revestimiento y otros componentes que se deben tener en cuenta para el diseño.

#### **F. Cargas por expansión y contracción térmica**

Este es el caso de oleoductos que transportan crudos calientes y que la tubería atraviesa zonas de temperaturas variables. Si se tienen dudas de la flexibilidad del sistema para soportar estos cambios, conviene considerar los efectos de esta situación para el diseño de la tubería.

### **2.6 Construcción**

Los criterios que se deben tener en cuenta para la construcción de un oleoducto son los que se mencionan en el figura 10.

Figura 10. Criterio de construcción

Criterio	Características
<b>Social</b>	<p>Los terrenos donde se ubicarán las diferentes estructuras del proyecto son rurales, deforestados, con porciones dedicadas al pastoreo de ganado. Se ubican dentro de una zona que se encuentra fuera de las áreas protegidas de la biosfera Maya. Los sitios tienen acceso directo por la estación Semox. El lugar habitacional más próximo se encuentra, aproximadamente, a 2 km de la estación que corresponde a la aldea Buena Vista. El poblado más cercano es la aldea Frontera Río Dulce, que se localiza a 20 km del lugar donde inicia el proyecto.</p>
<b>Ambiental</b>	<p>El sitio del proyecto se localiza en un área rural, donde la presión agrícola sobre la cobertura vegetal secundaria ha sido intensa, dedicada a áreas de potreros. La actividad a la que se dedican directamente las personas que habitan en estos lugares es la agricultura; entre los cultivos que cosechan se encuentran: maíz, chile y frijol. Otra parte de ellos se dedica a trabajos ligados directamente con la ganadería, algunos trabajan en fincas que no son de su propiedad y viven como colonos en ellas.</p>
<b>Técnico</b>	<p>La construcción de este nuevo tramo de oleoducto, el cual tiene la ruta de la estación Semox ubicada en el km 290 en el municipio de Livingston, Izabal a la Bahía de Amatique, se debe al incremento de producción que se está dando en los campos petroleros ubicados en Xan, departamento de Petén. Teniendo en cuenta lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ movilizar toda la producción de petróleo que se procesa con mayor eficiencia;</li> <li>◆ cambiar el tramo viejo de oleoducto de 10" por uno de 16" en nueva ruta y tener una nueva opción para construir un nuevo patio de tanques y un muelle con mejores condiciones de seguridad;</li> <li>◆ utilizar las instalaciones de la estación Semox con mayor eficiencia; en la actualidad trabaja con problemas de temperatura.</li> </ul> <p>Cuando se descubran nuevos campos petroleros y se aumente la producción, tener la capacidad instalada para transportarla hacia una nueva terminal con mayor capacidad de almacenamiento para su venta.</p>
<b>Económico</b>	<p>Se debe considerar el aspecto económico del proyecto, desde el punto de vista social y de la compañía.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Incrementar la capacidad de transporte de petróleo.</li> <li>◆ Realizar un estudio económico para determinar el valor de la construcción del proyecto y el tiempo en que se debe recuperar el capital invertido.</li> <li>◆ Proporcionar al gobierno mejores regalías porque se incrementa la capacidad de transporte.</li> <li>◆ Mejorar la capacidad de transporte y permitir la optimización, al máximo, de la capacidad de bombeo de las estaciones aledañas al nuevo oleoducto.</li> </ul> <p>Se utilizarán accesos aledaños a la obra y se construirán nuevos accesos para transportar, con mayor facilidad, los materiales y el equipo.</p>

- Fuente: Elaboración propia, trabajo de campo.

La realización de este tipo de proyecto, en la parte de construcción, se ramifica en las siguientes obras: civil, mecánica y eléctrica. La parte civil, específicamente, dentro del proyecto, requiere trabajos de topografía y apertura de zanjas.

#### **A) Topografía**

La empresa de topografía es la encargada de verificar, directamente, en tierra, las medidas correspondientes a los planos y marcar la ruta real que se debe seguir físicamente y los puntos donde se debe tender la tubería, respetando las dimensiones especificadas en el derecho de paso.

#### **B) Apertura de zanjas**

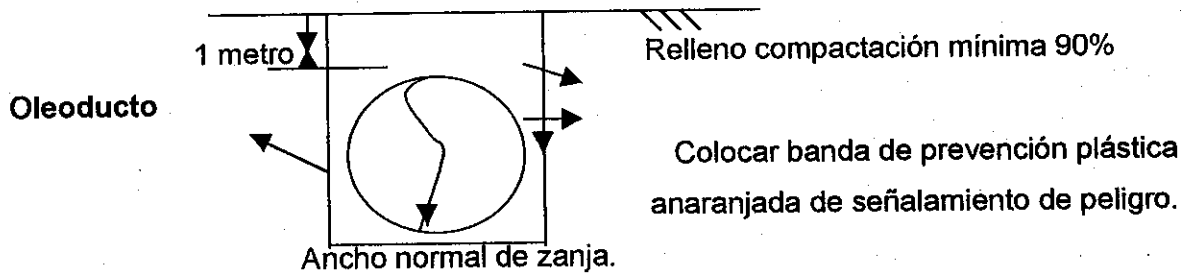
La empresa constructora hará la zanja donde estará alojada la tubería, a lo largo del derecho de paso, cumpliendo con las dimensiones especificadas en el proyecto. Cuando esté terminada deberá estar libre de raíces, terrones duros y de rocas sueltas. (8)

En el caso de que existan tuberías por donde pasará la nueva que se instalará, la excavación debe ser con separación, entre ambas, de  $\pm 1$  metro y, de no ser posible, se deberá instalar una lámina de baquelita  $\frac{1}{4}$ " ( 6.3 mm). Ver figura 11



Figura 11.

**Tubería enterrada**



**2.6.1 Obra mecánica**

La obra mecánica trata, específicamente, de los trabajos de armado de tubería y soldadura, las diferentes normas que se deben cumplir y los diferentes procedimientos a los que está ligado el proyecto, se enumeran a continuación:

(8)

- a) manipulación, transporte, tendido y almacenamiento de tubos y de materiales;
- b) dobladura, tendido y alineación de la tubería;
- c) materiales de la tubería, electrodos. Procedimientos de calificación;
- d) equipos de soldar y calificación del operador.

**2.6.1.1 Manipulación, transporte, tendido y almacenamiento de tubos y materiales**

La carga y descarga de la tubería hacia y desde el medio de transporte se deberá realizar con equipos adecuados, siguiendo un procedimiento establecido, con el fin de evitar golpes, rasgaduras, caídas, abolladuras y demás daños a la tubería. Para el transporte de la tubería, ésta deberá ir sujeta

con cadenas adecuadas para atar la carga a sus apoyos. Se deberá tener especial cuidado con los tubos revestidos; deberán estar bien acolchados para distribuir la presión sobre ellos. (8)

La descarga de los tubos, desde la unidad de transporte, se deberá realizar mediante equipos especiales como montacargas o side-boom y serán tendidos y alineados a lo largo del derecho de paso dejando cierto espacio entre ellos para facilitar el movimiento del equipo de trabajo de las haciendas y el del ganado, en los lugares indicados por los propietarios de las tierras. (8)

Si la tubería permanece bajo la custodia de la empresa constructora, se deberá almacenar en capas no mayores de:

- dos (2) capas, tubos de 36";
- tres (3) capas, tubos de 30";
- cuatro (4) capas, tubos de 22" a 26";
- seis (6) capas, para tubos de 18" a 20";
- ocho (8) capas, para tubos de 14" a 16";
- diez (10) capas, para tubos menores de 14".

La pintura de imprimación suele venir en tambores de 200 litros, de 5 y 1 galón, éstos se deberán almacenar en posición horizontal para evitar las pérdidas del solvente por evaporación y en sitios cerrados. Existen normas para el almacenamiento y el manejo de este tipo de sustancias. (8)

La cinta de fibra de vidrio que se utilizará para el revestimiento de la tubería se deberá almacenar en rollos embalados y en sitios adecuados para evitar que se humedezca y tenga efectos negativos. En forma similar se deberá manipular el fieltro o el revestimiento exterior de la tubería. (8)

Las válvulas se deberán manipular con extremo cuidado, teniendo la precaución de evitar daños en las caras de las bridas, vástagos, manivelas y dispositivos de lubricación. Las partes pulidas de las válvulas se protegerán con grasa amarilla o con pintura antióxido para evitar la corrosión. (8)

▪ **Dobladura, tendido y alineado**

La tubería deberá ir soportada sobre durmientes, dentro de la zanja o sobre sacos de arena o aserrín.

Los desniveles que pudieran existir entre la superficie del suelo y la alineación definitiva de la tubería, así como los cambios laterales de dirección se podrían salvar con la dobladura de la tubería en frío, utilizando máquinas dobladoras. La curvatura se deberá distribuir a lo largo de la mayor extensión posible del tubo, sin que quede incluida ninguna soldadura transversal dentro del tramo curvado. No se aceptará que se formen pliegues en la parte inferior de la curvatura ni que el diámetro interior del tubo disminuya en más de  $\frac{1}{2}$ " (12.7 mm), tampoco se permitirán alargamientos o adelgazamientos del espesor del tubo. El radio de curvatura de los dobleces no deberá ser menor de 30 veces el diámetro. En los lugares en que el terreno presente quiebres pronunciados, podría ser necesario modificar el perfil de la zanja. (8)

Los tubos se deberán limpiar internamente mediante la utilización de un disco de goma, de  $\frac{3}{32}$ " (2.4 mm) de espesor y un diámetro igual al del interior del tubo. Toda la suciedad interna del tubo se deberá remover. Posteriormente, se procederá al tendido y alineación de los tubos. La alineación de las caras de los tubos que se van a soldar se hará con el uso de grapas, junto a elementos de separación, adecuados necesarios para soldar.

▪ **Materiales de la tubería, electrodos, procedimientos de calificación**

**A.) Materiales de la tubería**

La especificación de materiales de los tubos que serán soldados en el campo deberá cumplir con las normas de la "American Petroleum Institute Standard 5L, Line Pipe and 5LX, para tubos de acero de alta resistencia. Las normas, básicamente, contienen:

- sugerencia para el comprador que ordena la tubería al fabricante;
- propiedades químicas del material de la tubería, sin costura. Grado y clase del acero y el contenido de carbón, magnesio, fósforo y azufre, de acuerdo con el grado del acero. Los métodos y prácticas relacionadas con el análisis químico, según norma ASTM A751;
- propiedades mecánicas y pruebas: esfuerzos de fluencia y esfuerzos de rotura vrs. grado del acero de la tubería;
- prueba hidrostática de los tubos;
- acoplamientos;
- inspección/ensayos no destructivos: inspección radiográfica calificación de operadores, inspección ultrasonido y partículas electromagnéticas;
- reparación de defectos.

**B.) Materiales de los electrodos**

Los elementos deberán cumplir con las especificaciones de la "American Welding Society" (AWS) y la "American Society for Testing Materials" (ASTM).

Los electrodos se deberán conservar en sus empaques originales y se mantendrán en sitios secos, libres de humedad y protegidos en forma conveniente para evitar deterioro o pérdida del revestimiento.

### **C.) Procedimientos de calificación**

Antes de iniciar la soldadura de la tubería se establecerá y calificará una especificación detallada del procedimiento que la registrará, con el fin de asegurar que una vez ejecutada, deberá tener propiedades mecánicas satisfactorias como: resistencia, ductilidad y dureza. Se procederá a unir dos longitudes de tubería o niples completos, siguiendo las instrucciones del procedimiento.

La calidad de la soldadura será comprobada por ensayos destructivos y no destructivos, de acuerdo con lo indicado y especificado en la norma API 1104 (Standard for Welding Pipelines and Related Facilities). Los detalles de cada procedimiento calificado se deben registrar en los formatos A y B, que se muestran en los anexos.

#### **▪ Equipo de soldar y calificación del operador**

Los equipos de soldar y los operadores deben ser calificados para asegurar que las soldaduras se ejecuten con calidad. Las probetas que se utilicen se deben someter a ensayos destructivos y no destructivos. Los formatos que se empleen para registrar las pruebas y sus resultados, serán archivados por la empresa y la certificación tendrá validez de un año. Los requisitos establecidos en el API-Standard 1104, (Standard for Welding Pipelines and Related Facilities) sección 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6. se utilizan para registrar las pruebas, una forma similar a la del formato B y se mantendrá un listado de los operadores calificados y los procedimientos en los que fueron

calificados, a cada operador se le entregará un carnet que lo identifique como calificado. (8)

Una prueba de eficiencia de desempeño ("Performance Qualification Test") se exigirá para todo soldador que tenga un certificado con más de seis (6) meses de emitido si no puede presentar prueba escrita de haber estado empleado en alguna otra parte, como soldador "de código", en los tres (3) últimos meses, mientras utiliza un procedimiento autorizado aceptable a la compañía, para el tipo de soldadura que hará en el proyecto actual. (8)

Los soldadores deberán presentar certificados al ingeniero a cargo del proyecto para aprobación final antes de iniciar labores en éste.

Las normas de aceptabilidad y los ensayos no destructivos se regirán de conformidad con el párrafo 6 del API Standard 1104.

#### **2.6.1.2 Soldadura (preparación de juntas para soldar)**

La preparación de los extremos de los tubos que se deben soldar, limpiar y, eventualmente, precalentar, deben regirse por la norma API 1104 y con el procedimiento de soldadura apropiado.

La limpieza de los bordes se hará con cepillo metálico y se realizará inspección visual para comprobar que la actividad esté correcta.

Si en el momento de alinear los tubos mediante grapas se detecta cierta ovalidad en la redondez de uno respecto del otro, ésta se deberá repartir en toda la circunferencia, pero, en ningún caso, se permitirá que el escalón que se forma sea mayor de 1/16" pulgadas (1.6 mm).

La separación de las partes planas de los bordes que hay que soldar deberá ser, aproximadamente, de 1/16 pulgada (1.6 mm) para lograr buena penetración de la soldadura sin quemadura a través.

Cuando los tubos tengan costura longitudinal, las juntas se deberán girar para evitar el alineamiento de dos (2) costuras consecutivas, pero de forma que todas las costuras queden en la parte superior del tubo, dentro de un arco de 30 grados a cada lado del punto más alto. El tubo se deberá apoyar a una altura mínima de 40 cm del suelo, sin que ello cause daños al eventual revestimiento de la tubería. (8)

#### ▪ **Ejecución de la tubería**

Una vez que esté la tubería con las grapas y tenga limpios sus bordes, se procederá a ejecutar el primer cordón de raíz (en su totalidad) y se hará manteniendo los tubos en posición estacionaria. Cuando los tubos tengan un diámetro mayor o igual a 16 pulgadas, será obligatorio que en la colocación del primer cordón de raíz intervengan dos (2) soldadores, que trabajen simultáneamente en cuadrantes opuestos y siempre soldando hacia abajo. Solamente se permitirá la soldadura de abajo hacia arriba cuando se trate de tubería de alto contenido de carbono y, por supuesto, con electrodos de bajo contenido de hidrógeno. Las incrustaciones de escoria de cada cordón, socavación o ranura se deberán remover antes de iniciar el siguiente cordón. Para ello se utilizarán herramientas apropiadas, además del simple cepillo. (8)

Después del cordón de raíz se iniciará el segundo (paso caliente) y luego de éste los sucesivos que se podrán ejecutar por los soldadores de acabado (rellenadores). Cada cordón sucesivo tendrá un espesor no mayor de 1/8 pulgada (3.2 mm) aproximadamente. El número de cordones de acabado será

tal que permita tener una soldadura terminada con un refuerzo sobre la superficie del tubo, con un espesor no menor de 1/32 pulgada (0.8 mm) y no mayor de 1/16 pulgada (1.6 mm). El ancho del refuerzo deberá ser de 1/8 pulgada (3.2 mm) mayor que la ranura original. (8)

Entre el primer paso no debe transcurrir un lapso de más de cinco minutos. Cuando finalice la jornada de trabajo deben quedar las soldaduras totalmente terminadas. Todas las soldaduras se harán por lo menos, con tres pasos en tubos con espesor de pared de 3/8 pulgadas (9.5 mm) o menor. Para tubos de espesor de pared de más de 3/8 de pulgada se usarán cuatro pasos o más de soldadura, según lo indique la descripción de la obra. (8)

La soldadura terminada deberá estar libre de costras, óxidos, agujeros, inclusiones no metálicas, burbujas de aire o cualquier otro defecto debe presentar un aspecto nítido y uniforme después de limpiarse totalmente.

Siempre que la calidad de los defectos no aceptables superen los porcentajes expuestos a continuación, la junta no se podrá reparar y, por lo tanto, se deberá cortar:

- el 30% de la longitud de la unión, en caso de defectos que interesen a las pasadas de relleno;
- el 20% de la longitud de la unión, en caso de defectos presentes en la primera pasada y con la reparación desde el exterior;
- en soldaduras reparadas una vez por cualquier tipo de defectos y que sigan sin ser aceptadas por las normas de calificación, no se permitirá una segunda reparación y, como consecuencia, se procederá al corte completo de éstas.



La reparación de defectos en el cordón de raíz y de relleno, se podrá efectuar bajo la autorización del ingeniero inspector, pero, las no autorizadas se deberán rechazar. Los defectos típicos que se encuentran en la soldadura y que se deben reparar son porosidades o bolas de gas y socavaciones en el cordón de acabado. No se aceptará ni reparará ninguna soldadura que tenga fisuras, no importando tamaño ni localización, excepto las aceptadas por API 1104, última edición, siempre que sea expresamente identificada la causa que la ha originado.

No se deberán ejecutar trabajos de soldadura cuando la calidad de ésta pueda ser afectada por lluvias, vientos fuertes, fríos, exceso de humedad y tolvaneras.

A cada soldador se le asignará un número específico y deberá escribirlo sobre la tubería, al lado de la soldadura, con crayón indeleble para su futura identificación.

- **Limpieza interna de la tubería**

Para asegurar la limpieza interna de la tubería, la empresa constructora deberá correr un "Cochino" (scraper) apropiado, impulsado con aire comprimido en secciones que no excedan una longitud de 3 kilómetros. Los extremos de las secciones serán cerradas inmediatamente después de la corrida del cochino y se probarán a una presión de 100 lbs/pulg<sup>2</sup> (7kg/cm<sup>2</sup>).

Se mantendrá la presión mientras dure la prueba y se inspeccionarán las soldaduras con solución jabonosa que se aplicará con brocha, previa limpieza con cepillos de acero, manuales o eléctricos. Esta prueba se hará en el 100% de las soldaduras circunferenciales y en las longitudinales de los tubos. Las

fugas que aparezcan serán radiografiadas y reparadas. Antes de bajar la tubería a la zanja, ésta se deberá limpiar para remover por completo el jabón.

- **Inspección con rayos X**

Para que sean aceptables las soldaduras deberán cumplir con todos los requerimientos del código "American Standard Code for Pressure Piping" ASA.B31.8-VDC 621.64.002.1/2 comprendidos entre los párrafos 820 y 829.9.

La inspección radiográfica comenzará inmediatamente después de ejecutada la soldadura y los resultados de ésta se deberán presentar a la empresa, a más tardar, el día siguiente para iniciar las reparaciones necesarias.

Como fuente de radiación se usarán máquinas de rayos X, radio o radioisótopos, porque se pueden ubicar en la parte interior o exterior del tubo.

Los operadores del equipo fluoroscópico deberán estar debidamente adiestrados y sometidos a pruebas periódicas, asimismo, deberán tener certificación que muestre su aptitud y su capacidad para la ejecución de su trabajo. Las pruebas y el examen físico se deben hacer cada año.

En la especificación API SL para tubería, párrafo 9.1 hasta 9.21 se detallan las inspecciones no destructivas para soldadura que incluyen radiología, penetrómetros utilizados sobre el costado de la fuente de la plancha dentro de una pulgada de las extremidades de la película, inspección electromagnética y ultrasonido. (8)

## ▪ **Pruebas de presión para tuberías**

Toda la tubería se deberá probar de conformidad con las presiones de prueba, permisibles. Deberá pasar una prueba hidrostática y habrá que limpiarla, por inundación, antes de llenarla para prueba. Todo aire se deberá sangrar o expeler antes de aplicar la presión de prueba. Cuando termine la prueba hidrostática, a excepción de las tuberías para agua, se deberán abrir los respiraderos y las válvulas de drenaje; el agua de prueba se deberá drenar o expeler (o ambas cosas), fuera de la línea, por medio de aire comprimido.

Todas las pruebas de presión se deberán mantener durante un mínimo de 12 horas y deberán ser presenciadas (atestiguadas) y probadas por el representante de la compañía como norma de seguridad. (8)

### **2.6.1.3 Normas de aceptabilidad**

Las soldaduras se consideran defectuosas cuando presenten alguna de las siguientes fallas, de acuerdo con la inspección radiográfica: (8)

#### **A. Falta de penetración.**

- Cuando ésta sea mayor que una pulgada (2.54 cm) de longitud.
- Cuando en una longitud de soldadura de 12 pulgadas (30.5 cm) la suma de estas fallas exceda de una pulgada.
- Cuando haya menos de 6 pulgadas (15.2 cm) entre defectos individuales.

#### **B. Quemadas al través.**

- Se tiene una quemada individual mayor de  $\frac{1}{2}$ " (1.27 cm).

- Si en una longitud de 12 pulgadas de soldadura, la suma de estas quemadas excede una pulgada.
- Cuando haya menos de 6 pulgadas entre defectos individuales.
- Si la quemada reduce el espesor de la soldadura a menos del espesor de la tubería.

C. Línea de escoria.

- Si ésta es mayor de 2 pulgadas (5.08 cm) de longitud.
- Si ésta es mayor de 1/16 pulgadas (0.16 cm) de ancho.
- Si en una soldadura de 12 pulgadas (30.5 cm) de longitud, la suma de las líneas de escoria supera las 2 pulgadas (5.08 cm).
- Cuando haya menos de 6 pulgadas (15.2 cm) entre defectos individuales.
- Cuando existen líneas de escoria paralelas se deben considerar como defectos individuales, si el ancho de alguna de ellas es mayor de 1/32 pulgadas (0.8 mm).

D. Inclusiones individuales de escoria.

- Si la inclusión de escoria es mayor de 1/8 pulgada (3.2 mm) de ancho.
- Si la suma de las inclusiones de escoria, en soldadura de 12 pulgadas (30.5 cm) es mayor de 1/2" (1.27 cm) o hay más de cuatro inclusiones de escoria, aisladas, con un ancho máximo de 1/8 pulgada en la soldadura.
- Si la longitud total de las inclusiones individuales de escoria en una soldadura de 24 pulgadas (61 cm) de longitud excede de una pulgada.

- Si las inclusiones de escoria, aisladas, adyacentes, no están separadas, cuando menos, por 2 pulgadas (5.08 cm) de metal de soldadura sana.

E. Rotura.

- Si contiene cualquier rotura.

F. Socavado exterior.

- Si el socavado es mayor de 1/32 pulgada (0.8 mm) de profundidad o 2 pulgadas (5.08 cm) de longitud.

G. Porosidad o bolsas de gas.

- Si la dimensión de la bolsa de gas individual excede de 1/16 pulgada (1.6 mm).

H. Recubrimiento cóncavo.

- Si la profundidad excede de 1/32 pulgada (0.8 mm).

I. Altibajo.

- Si su deslizamiento excede 1/16 pulgada (1.8 mm).

J. General.

- Si en cualquier soldadura en longitudes de 12 pulgadas (30.5 cm), la suma de las longitudes de todos los defectos es mayor de 2 pulgadas.
- Si la suma de las longitudes de todos los defectos es mayor del 10% de la longitud total de la soldadura.

▪ **Normas aplicables para el diseño, construcción y mantenimiento de oleoductos**

En la industria petrolera existe una serie de normas que regulan el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los oleoductos; éstas se actualizan a medida que se obtienen nuevas experiencias y avances tecnológicos, producto de las investigaciones acerca de la materia. (8)

Las siguientes instituciones realizan este tipo de investigaciones:

ANSI:	American National Standards Institute.
API:	American Petroleum Institute
ASME:	American Society of Mechanical Engineers.
AWS:	American Welding Society
MSS:	Manufactures Standardization Society of the Valve and Fittings Industry.
NFPA:	National Fire Protection Association
SSPL:	Steel Structure Painting Council.
ASHO:	American Standard State Highway Officials.

Las normas más importantes relacionadas con oleoductos y patio de tanques son:

- ANSI 31.4: Diseño, selección de materiales, construcción inspección, mantenimiento y prueba de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos.
- API Std. 5L: Tubería de acero.
- API Std. 5LX: Tubería de acero de alta resistencia.
- API SP-GD: Válvulas en general.

- API 650: Tanques soldados para almacenar petróleo.
- API 12L: Calentadores de petróleo.
- API 1104: Soldadura de tubería.
- API 1105: Construcción de oleoductos.
- API 1107: Mantenimiento de oleoductos.
- API 2009: Recomendaciones de seguridad en soldaduras.
- API 2021: Sistema contra incendio en tanques de almacenamiento.
- API 2200: Reparaciones en oleoductos y gasoductos.

Dentro de la realización de un proyecto es importante tener en cuenta todos los aspectos técnicos necesarios que incurren, para no tener problemas en el momento de finalizar la obra y cuando está en operación.

- **Reparación de soldaduras defectuosas**

En caso de que la inspección visual o radiográfica revele irreparables en la soldadura (falla de fusión, penetración excesiva, perforación, agrietamiento transversal, grieta longitudinal y rechupe) el tubo será cortado mediante una máquina biseladora y las juntas se harán de nuevo. Se utilizarán grapas exteriores para el alineamiento del nuevo sector de tubería que será soldado.

### **2.6.2 Obra eléctrica**

La parte eléctrica que se encuentra directamente ligada a la construcción del oleoducto es la protección catódica de la tubería. Presenta dos tipos de diseños y analiza cuál es el más funcional dentro del proyecto. (8)

### 2.6.2.1 Protección catódica

La tubería de acero al carbono, igual que todo material o estructura metálica en contacto con la tierra, están, potencialmente, sometidas a la corrosión. La corrosión es un fenómeno que ocurre cuando existe una diferencial de potencial eléctrico entre la tubería y el suelo, y, aquella se encuentra desprotegida, por ser una tubería desnuda o porque el revestimiento está dañado. (8)

La diferencia de potencial genera una corriente de electrones o corriente eléctrica de la tubería al suelo, se produce pérdida de material y, por consiguiente, el fenómeno corrosión se pone de manifiesto. La pérdida de espesor de la tubería puede ser tanta que los esfuerzos generados por la presión interna del fluido o el petróleo en este caso, pueden superar los esfuerzos permisibles del material en los sitios donde la tubería esté más debilitada y, como consecuencia, se pueden producir perforaciones o rotura de ésta. (8)

Existen dos métodos de aplicación de la protección catódica, el más sencillo se refiere a la instalación de ánodos sacrificables conectados eléctricamente a la tubería, sobre todo, en los cruces de camino o carreteras. En este caso, los ánodos de magnesio o zinc se encierran y se conectan a la tubería y son ellos los que se corroen y se sacrifican para protegerla. Estos ánodos se reemplazan con periodicidad, de acuerdo con el estado que ellos revelan en la inspección que se programa.

El segundo método de aplicación de la protección catódica es el de corriente impresa, donde de acuerdo con los valores de resistividad del suelo se



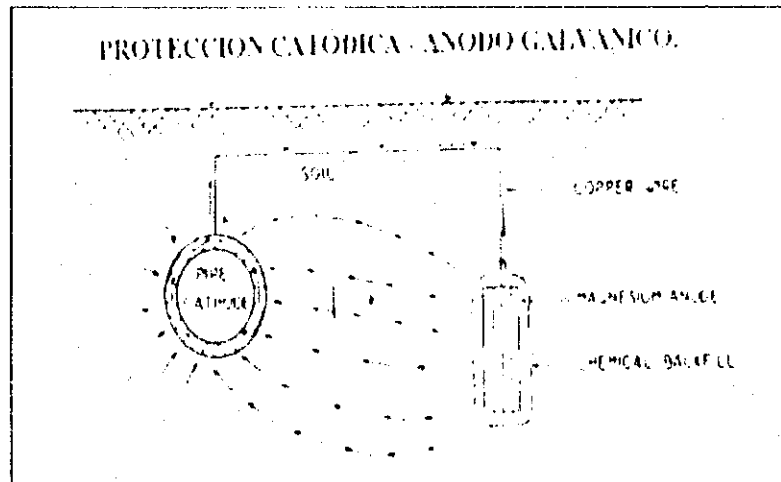
hace necesaria la instalación de un rectificador que transforma la corriente AC en DC para la protección de la tubería, contra la corrosión.

Para proteger debidamente un oleoducto en toda su trayectoria se deben instalar rectificadores distanciados con estrategia y que permitan relevar los valores de potencial eléctrico de protección por encima de 0.85 voltios. Estos valores se revisan, periódicamente, y, se toman los datos. En aquellos sitios donde el potencial ha caído por debajo de 0.85 voltios, se procede a hacer ajustes para elevarlos a sus valores de protección. Todos los datos se registran y se lleva un control para análisis y toma de decisiones acerca del sistema. (8)

Para el diseño de un sistema de protección catódica se deben considerar los siguientes factores:

- a) tipo y condición de la estructura que se debe proteger;
- b) disponibilidad de fuente suplidora de energía;
- c) autorización de los propietarios del terreno;
- d) resistividad del suelo;
- e) requerimientos de corriente;
- f) problemas de interferencia con otras líneas;
- g) accesibilidad.
- h) equipos y materiales necesarios.

**Figura 12. Ánodo galvánico**



*Fuente: Manual de Mantenimiento de Oleoducto. Caracas, Venezuela.*

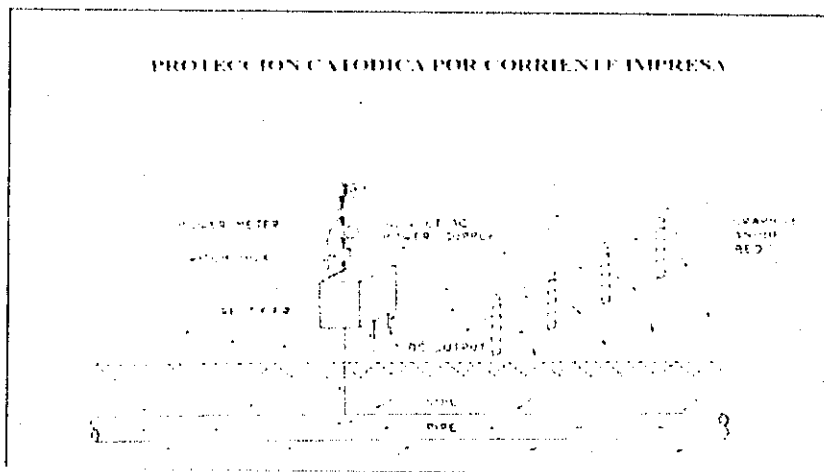
**Ventajas:**

- a) no se requiere fuente de potencial externa,
- b) mínimo costo de mantenimiento,
- c) raras veces causa problemas de interferencia con otras estructuras,
- d) bajo costo de instalación.

**Desventajas:**

- a) limitación de potenciales,
- b) corriente de salida, limitada,
- c) limitaciones de resistividad del suelo,
- d) no aplicable a tuberías de diámetro grande o tubería con pobre revestimiento.

**Figura 13. Protección catódica con corriente impresa**



*Fuente: Manual de Mantenimiento de Oleoducto, Caracas Venezuela.*

**Ventajas:**

- a) mayores voltajes manejados,
- b) mayores corrientes de salida,
- c) aplicable, al menos, en suelos de cualquier resistividad,
- d) flexibilidad en el control de la corriente de salida,
- e) aplicable para estructuras desnudas y pobremente revestidas,
- f) proteger estructuras grandes.

**Desventajas:**

- a) altos costos de instalación,
- b) altos costos de mantenimiento,
- c) costos mensuales de potencia eléctrica,
- d) problemas de interferencia con otras instalaciones.

## ▪ **Protección catódica de un oleoducto**

Generalmente, la protección catódica, contra la corrosión de un oleoducto, se hace desde su punto de origen hasta el punto de llegada o terminal. Para lograr la protección es necesario mantener la diferencia de potencial entre la tubería y el suelo, en valores por encima de 1.85 voltios en todos los puntos a lo largo de la ruta de la tubería, para ello conviene instalar rectificadores y lecho de ánodos en diferentes puntos estratégicos de la ruta del oleoducto que permitan hacer ajustes para mantener los valores de potenciales de protección.

La medición de la diferencia de potencial entre la tubería y el suelo se hace en los puntos existentes que fueron ubicados en los marcadores de progresivas durante la construcción del oleoducto. (8)



### **3. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS**

#### **3.1 Localización**

El proyecto se localiza en el municipio de Livingston. Éste tiene una extensión territorial de 1,940 km cuadrados, colinda al Norte con San Luis Petén (Petén) territorio de Belice, el Golfo de Honduras (Bahía de Amatique); al Este, con Puerto Barrios (Izabal) y la Bahía de Amatique; al Sur con los Amates y Morales (Izabal); al Oeste con el Estor (Izabal) y San Luis, Petén. (6)

La zona donde se localiza el proyecto se caracteriza porque se encuentra dentro de las áreas protegidas de la biosfera Maya y posee mucha riqueza natural de gran contenido de flora, fauna y áreas montañosas entre las que se mencionan el Cerro Sangil, Río Chocón Machacas, Quehueche.

#### **Alcance**

El proyecto tiene un alcance en las áreas de Sejá, Sarstún y Livingston en el departamento de Izabal, esta parte se encuentra dentro de las áreas de protección especial. Las entidades que se encuentran a cargo son INAP y FUNDAECO.

#### **3.2 Población**

El Instituto Nacional de Estadística durante 1994, desarrolló el X Censo Nacional de Población y V de habitantes, las cifras en el área donde se realiza el proyecto, representa un porcentaje de la población nacional. El municipio de

Livingston cuenta con un total de 232 caseríos y la cabecera municipal tiene una población total de 39,051 habitantes; la población infantil es de 17,301, la rural 89.9%, la indígena un 48.5% y la femenina 47.7% del total. (6)

Entre sus habitantes hay afrocaribes, q'eqchi'es y ladinos, así como chinos y culíes (hindúes).

La población que se localiza directamente en las áreas donde se realizará el proyecto es completamente rural; se considera que un porcentaje de ésta se ha incrementado por la inmigración de un gran grupo de personas de otras áreas del país que buscan mejores oportunidades de trabajo y se ubican en las áreas antes mencionadas.

### **3.3 Educación**

En el municipio de Livingston se cuenta con escuela de educación primaria y secundaria a donde acuden todos los pobladores de las aldeas cercanas; otros pobladores con mayores recursos prefieren viajar a Puerto Barrios o a la ciudad capital. Se cuenta con escuelas de educación pública por medio de ayuda social y extranjera. Los pobladores que habitan por el área de Sejá, Sarstún y Río Dulce viajan y estudian en escuelas públicas que se encuentran en este sector proporcionando educación primaria, así como secundaria. Existen algunas escuelas en áreas remotas en las que se ofrece alfabetización a niños y adultos que no pueden viajar por falta de recursos.

### **3.4 Aspectos ambientales de la población**

- **Economía del lugar**

La economía del lugar se basa en la agricultura y en la pesca, los cultivos que prevalecen en esta área son: banano, piña, plátano, frijol y maíz; otra parte se dedica a la pesca (pulpo, camarón, caracol de Río Dulce, mojarra, robalo), una parte es para consumo interno del lugar y otra para la exportación.

- **Flora**

Teniendo en cuenta que es una de las áreas protegidas dentro de la biosfera Maya, las especies de árboles que prevalecen en el sector son: caoba, cedro, Santa María, San Juan y otras que están en peligro de extinción por la deforestación incontrolada dentro de esta zona.

- **Fauna**

Porque es un lugar selvático, existen diferentes clases de animales; en el sector de Río Dulce: aves, peces, animales del bosque (ardillas, armadillos, tepezcuintle que se encuentra muy poco en esta área, conejos, etc.).

- **Ruido**

Es un área tranquila donde los únicos ruidos que se escuchan son los originados por la naturaleza, vientos, pájaros e insectos que no sobrepasan un mínimo de 49 decibeles y un máximo de 65.



- **Aire**

Se debe realizar un estudio de la calidad del aire que existe en el lugar, durante un lapso de 24 horas, bajo las normas que exige la Organización Mundial de la Salud (OMS), Agencia de Protección Ambiental y el Banco Mundial (BM). En el que se estudien los siguientes factores, antes y después de realizado el proyecto.

**(PS)** Concentración de Partículas en Suspensión en microgramos por metro cúbico ( $\text{Ug}/\text{m}^3$ )

**(SO<sub>2</sub>)** Bióxido de azufre en microgramos por metro cúbico ( $\text{Ug}/\text{m}^3$ )

**(pH)** Potencial de hidrógeno en grados, menor de 7.0 indica acidez, mayor que 7.0 alcalinidad, igual a 7.0 neutro e igual.

**(PSD)** Partículas sedimentables en miligramo por centímetro cuadrado.

- **Clima**

Por encontrarse en un lugar de alta vegetación (bosques, ríos) el clima es cálido, húmedo y las temperaturas varían entre 14 y 36 grados centígrados. Lluvia 212 días del año. La humedad relativa absoluta varía entre el 33.8 y el 100%.

### **3.5 Servicios**

Los servicios públicos con los que se cuenta en este municipio son los siguientes: agua, luz eléctrica, centro de salud, vías de acceso y éstos se describen a continuación:

- **Agua**

En Livingston hay agua potable; para el consumo de la población cuentan con un sistema de purificación por bombeo y se contabiliza por medio de una tarifa de consumo mensual, en otras aldeas cercanas a este municipio el agua es pública y se suministra por medio de un sistema de tanques y se distribuye por gravedad.

En los lugares donde no se cuenta con este servicio, el agua se extrae de pozos y de los ríos cercanos a sus casas. La utilizan para servicio doméstico y para consumo humano.

- **Electricidad**

En el área donde se realizará el proyecto no se cuenta con energía eléctrica, los medios de iluminación por la noche son de candiles y velas, las familias con más posibilidades tienen plantas eléctricas de combustión; energía eléctrica existe únicamente en las cabeceras municipales y en algunas aldeas aledañas. La empresa eléctrica, a finales de 1998 e inicio de 1999, proporcionó alumbrado eléctrico en las aldeas cercanas a Sejá y Cadenas entre las que se mencionan Buena Vista y Semox.

- **Centro de salud**

Existe un centro de salud en la cabecera municipal; presta atención a toda la ciudadanía, niños, adultos, ancianos, en las áreas muy remotas se organizan campañas de vacunación durante el año. En casos de emergencia, en las áreas remotas, el paciente debe ser trasladado al municipio de Livingston

donde es atendido y se diagnostica si debe ser trasladado a Puerto Barrios o a la ciudad capital.

La mayor parte de estos servicios son proporcionados por medio de ayuda extranjera entre las que se pueden citar a Médicos del mundo y ONG's.

- **Vías de acceso**

En el área donde se desarrollará el proyecto no hay vías de acceso, únicamente existen algunos caminos aledaños por donde caminan los pobladores, debido a que muchas de estas áreas son fincas y que en su mayoría se dedican a la ganadería por lo que tienen muchos potreros, otra parte es área protegida por organizaciones no gubernamentales.

La única vía de acceso a la cabecera municipal Livingston es por medio de Puerto Barrios, por vía marítima. Hay pobladores que prestan servicios de transporte mediante lanchas, también existe un barco de pasajeros que proporciona transporte más económico a la población que habita en estos lugares.

Los pobladores del lugar no están de acuerdo con la construcción de una carretera asfaltada por el sector de Río Dulce ya que afirman que se perdería la identidad cultural del lugar.

### **3.6 Beneficios sociales**

Los beneficios sociales que puede obtener la población de las áreas donde pasará el oleoducto es la creación de centros de salud que proporcione atención gratuita a la población, construcción de escuelas para el área rural,

mejores vías de acceso, fuentes de trabajo en la parte de mantenimiento del oleoducto y brindar a las comunidades mejores condiciones de vida.

### **3.7 Costo-beneficio**

#### **▪ Costo**

Considerando todos los costos directos e indirectos de la realización del proyecto, éste está valorado en **\$17,213,453.56** (millones de dólares americanos). Ver anexo VIII.

#### **▪ Beneficio**

Cuando se analiza el valor costo del proyecto con los beneficios sociales que éste tiene para el país, se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- incrementar el desarrollo económico del país por medio del fomento a la industria petrolera;
- mejorar la infraestructura petrolera de Guatemala;
- crear nuevas fuentes de trabajo (un promedio de 20 plazas nuevas en el área rural).

Analizando los valores de la inversión y los costos en los que se incurre por proyecto, se estima que, por cada dólar invertido, se tiene un beneficio de \$3.28. Estos cálculos fueron tomados de valores proporcionados por el Ministerio de Energía y Minas. Ver anexo II.

### **3.8 Tiempo de recuperación de capital**

En este tipo de proyecto de inversión donde la empresa contratista firma un convenio con el gobierno de Guatemala, representado por el ministerio de Energía y Minas, donde la empresa contratista invierte todo el capital del proyecto, se analizan aspectos como cantidad de petróleo que se transporta al día, cantidad de divisas que puede percibir el Estado, costo de petróleo transportado por barril y precio de venta regulado por el mercado mundial.

La empresa contratista tiene como finalidad recuperar la inversión realizada lo más rápido posible y el Estado busca la forma de percibir divisas.

El tiempo que se estima para la recuperación de capital en este tipo de proyectos es de 4 años, pero si se analiza el oleoducto que se construyó en el área de La Libertad-Raxrujá de 115.8 km con un costo de dos dólares americanos por barril, el oleoducto se terminó de pagar en 2 años, pero, por cláusulas dentro del contrato 2-85 de operaciones petroleras, este oleoducto no ha pasado a ser propiedad del Estado.

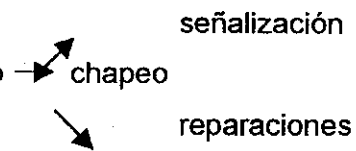
Cuando se termina de pagar a las empresas contratistas, la infraestructura realizada pasa a ser propiedad del Estado y éste fija una tarifa de transporte.

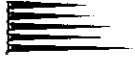
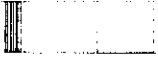
- **Vida útil del proyecto**

La vida útil del proyecto se determina después de la construcción y cuando se ha cumplido con las normas que rigen en la industria petrolera en un oleoducto enterrado; de 20 años, es la garantía que el productor autoriza. La empresa constructora debe cumplir con las normas de mantenimiento API.

### 3.9 Costo operacional

Los costos de operación del oleoducto son, relativamente, bajos, teniendo en cuenta que el oleoducto se encuentra enterrado y que, con esto, se reducen los costos de operación y de mantenimiento. Los costos, a los que se incurre cuando finaliza el proyecto se describen así:

- mantenimiento general del oleoducto → 
  - señalización
  - chapeo
  - reparaciones
- sueldos del personal de oleoducto (temporal y fijo)
- sueldos administrativos del oleoducto
- energía, protección catódica.



## 4. EVALUACIÓN DEL PROYECTO

En el momento de realizar la evaluación económica financiera del proyecto ésta refleja todas las necesidades de financiamiento de capital a corto, mediano y largo plazo, necesario para el buen funcionamiento del proyecto. También refleja todos los ingresos y egresos que se obtienen durante su vida útil.

Los análisis financieros que se utilizan para evaluar un proyecto de capital y para determinar su rentabilidad son los análisis de Valor Presente Neto (VPN), Análisis de Tasa Interna de Retorno (TIR) y Beneficio Costo (B/C).

Dentro de la industria petrolera intervienen muchos factores para determinar el tiempo de recuperación de un capital invertido en un proyecto o para establecer la rentabilidad de éste. Algunos de estos factores son de aspectos políticos, aspectos ambientales, intereses por parte de la empresa contratista para recuperar su capital en el menor tiempo posible, inversiones de exploración y sísmica para crecimiento, etc.

### 4.1 Costos de operación

Los costos de operación anual que se tienen en la industria petrolera en Guatemala, reflejados con la producción diaria, son bajos en comparación con los de otros países. El costo operacional promedio estimado en el proyecto se visualiza en el anexo XII, donde se tienen en cuenta ciertos rubros solamente en el tramo de oleoducto nuevo de Semox a la Bahía de Amatique. El valor anual proyectado es de **\$954,612.77**. Ver tabla IV.



**Tabla IV. Costo operacional proyectado anual**  
 Tramo de oleoducto de 16", estación Semox-Bahia de Amatique

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO \$	TOTAL \$
1	<b>Gastos administrativos</b>		\$ 250,441.17
	Gerencia	\$ 180,000.00	
	Personal de campo	\$ 52,941.17	
	Prestaciones de ley	\$ 17,500.00	
2	<b>Gastos operacionales</b>		\$ 55,171.60
	Vehículos (combustible)	\$ 10,500.00	
	Alimentación, vivienda	\$ 18,151.60	
	Transporte terrestre (renta vehículo)	\$ 11,520.00	
	Transporte aéreo	\$ 15,000.00	
3	<b>Gastos de mantenimiento</b>		\$ 549,000.00
	Materiales (fitting, válvulas, accesorios)	\$ 200,000.00	
	Tubería, 16" API 5LX42	\$ 20,000.00	
	Mano de obra. (mecánica, civil)	\$ 35,000.00	
	Combustible (estaciones de bombeo)	\$ 144,000.00	
	Proyectos en estaciones y oleoducto	\$ 150,000.00	
4	<b>Otros Gastos</b>		\$ 100,000.00
	Viáticos, capacitación	\$ 100,000.00	
	<b>Total de gastos de operación</b>		<b>\$ 954,612.77</b>

Fuente: Elaboración propia del tesista.

## 4.2 Valor Presente Neto (VPN)

Este valor es la diferencia entre todos los ingresos y egresos, expresados en dólares americanos, que se tienen durante el tiempo proyectado de recuperación del capital invertido. Se debe aprobar si se tiene un valor mayor o igual que cero porque se obtiene la tasa de descuento.

Para la evaluación del proyecto se estimaron los datos del anexo II del año 1998, en lo referente a exportaciones y a regalías proporcionadas al gobierno, también se considera un incremento en las exportaciones para 1999 de un 25%, el costo de transporte de barril de petróleo es de \$0.50 debido a la tendencia del precio de petróleo en los últimos tres años como se muestra en la tabla V.

**Tabla V. Precio del petróleo en Guatemala**

AÑO	PRECIO INTERNACIONAL
1996	\$15.12-\$16.03
1997	\$12.6-\$ 13.6
1998	\$ 5.95-\$ 6.80

*Fuente: Desarrollo Petrolero, Ministerio de Energía y Minas.*

El precio de transporte lo fijan en el Ministerio de Energía y Minas teniendo como base las fórmulas que se indican en el inciso 1.4.2, cláusula 7.1

### **Cálculo de VPN:**

Inversión inicial:           \$ 17,213,453.56  
Exportaciones:               \$ 64,743,080.29

Regalías: \$ 2,086,800.00

Costo de transporte: \$ 5,077,888.65

Costos de operación: \$ 954,612.77

Interés : 12% anual

Número de años: 3 años.

$$V/A = ((1 + i)^n - 1) / (i (1+i)^n)$$

$$V/A = 0.308930$$

	\$64,743,080.43
	\$ 2,086,800.00
	\$ 954,612.77
	\$5,077,888.65
↓	\$17,213,453.56

$$\text{VPN: } (17,213,453.56) + 64,743,080.29 - 2,086,800.00 - 954,612.77 - 5,077,888.65$$

$$\text{VPN: } (17,213,453.56) + 64,743,080.29 (0.308930) - 2,086,800.00(0.308930) - 954,612.77 (0.308930) - 5,077,888.65(0.308930).$$

$$\text{VPN: } + 279,331.19$$

Los valores de las exportaciones se considera que se mantienen fijos en el transcurso de los tres años, igual que las regalías y los costos operacionales, pero si se analiza que el precio tiene tendencia a subir, el margen de recuperar la inversión varía de acuerdo con los ingresos que se obtengan. Las regalías se contemplan como gastos fijos debido a que el gobierno se encuentra en la obligación de percibir divisas para el país y no puede dejar de hacerlo.

Cuando se realizan los cálculos de VPN dan un valor de **\$279,331.19** lo que confirma que el proyecto sí es rentable.

### 4.3 Tasa Interna de Retorno

Evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento anual, en donde la totalidad de los beneficios actualizados son, exactamente, iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. Es decir, que es la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero. Si la TIR es igual o mayor a la tasa de descuento se debe aceptar.

#### Cálculo de TIR

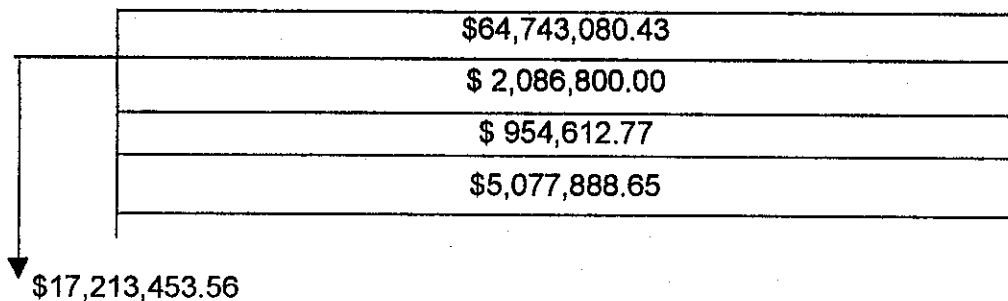
Inversión inicial:	\$ 17,213,453.56
Exportaciones:	\$ 64,743,080.29
Regalías:	\$ 2,086,800.00
Costo de transporte:	\$ 5,077,888.65
Costos de operación:	\$ 954,612.77

Interés : 20% anual

Número de años: 3 años.

$$V/A = ((1 + i)^{\wedge}n - 1) / (i (1 + i)^{\wedge}n)$$

$$V/A = 0.29481$$



**VPN:** (17,213,453.56) + 64,743.080.29 – 2,086.800.00 – 954,612.77  
– 5,077,888.65

**VPN:** (17,213,453.56) + 64,743.080.29 (0.29481) –  
2,086.800.00(0.29481)  
– 954,612.77 (0.29481) - 5,077,888.65(0.29481).

**VPN: - 519,559.14**

### **Cálculo de TIR**

<b>Interés</b>	<b>Valor</b>
12%	279,331.19
I	0
20%	- 519,559.14

El cálculo de TIR se analiza por medio del VPN considerando los datos de las exportaciones y las regalías del año 1998 que se le proporcionan al gobierno, anualmente, estos datos los proporcionan en el Ministerio de Energía y Minas; el cálculo muestra que el interés más alto que puede aceptar el inversionista para el proyecto es de **14.7%**.

Es importante recalcar que durante los primeros años se espera no realizar reparaciones grandes en el oleoducto, sólo proporcionar el mantenimiento adecuado, según las normas internacionales.

#### ▪ **Análisis comparativo con tasa de inflación**

La tasa inflacionaria en Guatemala es de un 8% anual. Para calcular la tasa de interés inflacionaria se utiliza la fórmula siguiente:

TII: Tasa de interés inflacionario

i: Interés nominal

ii: Interés inflacionario anual

$$TII = (1 + i) (1 + ii)$$

$$TII = (1 + 0.12) (1 + 0.08)$$

$$TII = 1.2096$$

Teniendo como base la tasa de interés inflacionaria de 1.2096 se procede a realizar los cálculos de VPN con los datos del inciso 4.2 y, así, se determina la sensibilidad del proyecto.

$$\text{VPN: } (17,213,453.56) + 64,743,080.29 (0.4118) - 2,086,800.00(0.4118) - 954,612.77 (0.4118) - 5,077,888.65(0.4118).$$

$$\text{VPN: } \mathbf{6,104,218.66}$$

Los cálculos de VPN muestran que el proyecto no es tan sensible al cambio de interés inflacionario y a cambios en la economía de Guatemala. Debido a que las inversiones son en dólares y parte de los costos operativos y contratos se pagan en moneda nacional, se beneficia el proyecto y aumentan los ingresos.

#### 4.4 Plan de contingencia

En este tipo de industria conviene un plan de contingencia ante cualquier tipo de catástrofe o derrame de hidrocarburos que pudiera ocurrir cuando el oleoducto se encuentre en operación. En los planes de contingencia deben estar involucrados el personal de la empresa contratista, el Ministerio de

Energía y Minas, las entidades del medio ambiente, Ministerio de la Defensa, así como el de Transporte y Comunicaciones.

La empresa contratista es la responsable de informar a las entidades cuando ocurre un derrame para que cada una realice un estudio de los posibles daños y trabajen en conjunto.

- **Definición**

Es el procedimiento escrito que permite responder adecuada y, oportunamente, con criterios de seguridad, eficacia y rapidez, ante los casos de emergencia que se puedan presentar. La acción colectiva y coordinada de los diferentes entes participantes, permite controlar y reducir los posibles daños.

- **Objetivos**

Los objetivos del PDC son:

- a. contrarrestar los daños físicos, químicos, biológicos, sociales y económicos que puedan ocasionar derrames de grandes volúmenes de petróleo en tierra, costas y ríos;
- b. optimizar la utilización de los recursos materiales y humanos comprometidos con el control de derrames;
- c. garantizar operaciones eficientes y políticas adecuadas para la administración, selección y compra de equipo;
- d. establecer programas de cooperación e intercambio con otras empresas petroleras internacionales y países vecinos.

- **Funciones**

- a) La empresa contratista es la responsable de la limpieza del área donde haya ocurrido el derrame, si existen personas del lugar, perjudicadas se deben indemnizar por los daños ocasionados.
- b) El Ministerio de Energía y Minas es la entidad responsable de velar que se cumpla con la limpieza y se indemnice a la población perjudicada, hacer informe de la cantidad de barriles derramados e informar el grado del siniestro.
- c) El personal del medio/ambiente se encarga de evaluar el impacto ambiental causado por el derrame y de proteger las áreas que no se han contaminado.
- d) El Ministerio de La Defensa es el encargado de velar por resguardar el área de derrames así como de colaborar con la recolección del hidrocarburo derramado.
- e) La comunicación es muy importante en este tipo de contingencia con la finalidad de tener un mejor control de todas las operaciones que se están realizando.

- **Organización**

El plan de contingencia debe ser coordinado por un comité central, integrado por un presidente y por representantes de los ministerios involucrados. Las funciones principales de este comité son las de establecer guías y lineamientos en materia de prevención y control de derrames y decidir lo que se refiere al presupuesto de inversiones y operaciones. El comité es convocado en caso de derrames.



- **Equipo**

En las áreas donde funcionan empresas que trabajan con hidrocarburos se dispone de depósitos con los equipos que se utilizan para el combate de derrames, entre otros:

- barreras flotantes de contención;
- recolectores de derrame. (agua y tierra);
- materiales absorbentes: (rollos chorizos y mantos);
- equipo de apoyo.

(Para el transporte de personal y equipo se cuenta con lanchas, camiones, pick-up y aviones.

- **Mapas de sensibilidad**

Toda la información de las diferentes áreas donde se trabaja con hidrocarburos debe estar identificada en los mapas de sensibilidad para conocer las siguientes características:

- en tierra:** áreas pobladas, playas de recreación y turísticas, manglares, zonas de moluscos y refugios de avifauna;
- en agua:** vientos, corrientes, batimetría, corales y zonas de pesca.

Conocer las diferentes características de estas áreas facilita el manejo, control y preparación de los planes de acción, específicos, para cada una de las diferentes áreas de trabajo.

## ▪ **Capacitación**

La capacitación del personal de la industria petrolera y el de los otros que integran el plan, la realiza la empresa contratista en el país.

Los cursos de capacitación deben cubrir los siguientes objetivos:

### - **análisis de derrames**

Preparar al personal de los comités que forman el PDC, en el proceso de toma conjunta de decisiones tendientes a reducir el impacto ambiental producido por derrames de petróleo de gran magnitud y en la optimización de los recursos existentes;

### - **control de derrames**

Capacitar al personal de la industria y a los representantes de los organismos oficiales involucrados en el PDC en las técnicas de control de derrames masivos;

### - **combate de derrames**

Capacitar al personal de la industria petrolera, fuerzas armadas y contratistas en el manejo de equipo y materiales empleados en combate de derrames de petróleo, limpieza y restauración de áreas afectadas.

## **4.5 Plan de mantenimiento de oleoducto**

Después de finalizar la construcción del oleoducto y ponerlo en operación se debe realizar un plan de mantenimiento adecuado que cumpla con las normas establecidas por la industria petrolera en el ámbito internacional.

El plan o programa de mantenimiento de oleoducto se origina con la inspección electromagnética (protección catódica). Esta inspección se debe realizar en forma periódica porque representa uno de los métodos más efectivos para el control y localización de áreas corroídas y defectos mecánicos que pueda tener la tubería.

La actividad se complementa con la inspección visual y con la evaluación técnica de las instalaciones por grupos técnicos y operacionales, lo cual lleva a la elaboración técnica de un efectivo programa de mantenimiento mayor del oleoducto.

- **Objetivos de los trabajos**

Corregir las situaciones irregulares que se han detectado durante la inspección visual y técnica, con el propósito de garantizar el buen estado físico de operabilidad y seguridad que deben tener los sistemas de oleoductos.

- **Alcance de los trabajos**

El alcance de los trabajos incluye reemplazo, reparación y reubicación de la tubería que forma el oleoducto y la corrección de situaciones que puedan poner en peligro las instalaciones.

- **Ubicación**

Los oleoductos incluidos para este plan de mantenimiento son los que integran toda la red del oleoducto actual, cuya ubicación se debe mostrar en los planos que posee la empresa contratista; éstos deben contener las

características técnicas de las tuberías que estarán sometidas a reemplazo o reparación incluyendo:

- nombre de los oleoductos,
- diámetros por sectores definidos,
- espesores variables,
- tipos de tubería, por ejemplo: API- 5L grado B  
API – 5LX-42.

▪ **Normas y procedimiento**

Los trabajos se ejecutarán de acuerdo con las siguientes normas:

- ANSI/ASME 31.8. Diseño, selección de materiales, construcción, inspección, mantenimiento y prueba de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos.
- API Std. 5L Tubería de acero.
- API Std. 5LX Tubería de acero de alta resistencia.
- API SP – 6D Válvulas en general.
- API 1104 Soldadura en tuberías.
- API 1105 Construcción de oleoductos.
- API 1107 Mantenimiento de oleoductos.
- API 2009 Recomendaciones de seguridad en soldadura.
- API 2200 Reparaciones en oleoductos y gasoductos.
- Procedimientos para soldaduras de refuerzo (camisas mecanizadas).
- Requerimientos mínimos de higiene y seguridad, protección industrial y conservación ambiental para trabajos contratados.
- Prueba hidrostática.
- Especificaciones generales para deforestación.

- Especificaciones generales para excavaciones de zanjas para tuberías.
- Especificaciones para trabajos de tendido de tubería en la cercanía de líneas de transmisión y distribución eléctrica.

- **Especificaciones técnicas de mantenimiento mayor de oleoductos**

Para los trabajos de mantenimiento mayor que se deben realizar, la empresa operadora deberá suministrar materiales, equipos, herramientas, mano de obra, supervisión, almacenamiento, control de calidad, administración, imprevistos necesarios para ejecutar de acuerdo con los planos, especificaciones y normas.

- **Deforestación manual**

Incluye la limpieza de la maleza y de los arbustos a lo largo del tubo a 1.5 metros en ambos lados del oleoducto; se puedan usar machetes, cortadoras eléctricas o de gasolina.

- **Deforestación y acondicionamiento de caminos**

Incluye mano de obra, equipo, transporte y facilidades para ejecutar deforestación de accesos a la ruta del oleoducto, nivelar y deforestar la ruta con el fin de permitir la circulación de los vehículos de doble tracción y de equipo para ejecutar las reparaciones del oleoducto. El ancho mínimo de deforestación deberá dejar una pendiente de 6 metros (o lo que indiquen los elementos de ancho de paso). Las cercas que haya que remover y los pasos

temporales que se deban instalar para el acceso del personal serán responsabilidad de la empresa operadora y, para ello, se pondrá de acuerdo con el propietario de los terrenos.

- **Cruce por vías fluviales**

Los cauces de ríos, quebradas y zanjas se deberán hacer con excavaciones mínimas de 3 metros por debajo del lecho de la corriente o vía fluvial de acuerdo con las especificaciones generales para estos cruces.

- **Cruce por tierras cultivadas**

Cuando se excava la zanja en tierras cultivadas o mejoradas se deberá preservar la capa superior del suelo para colocarla en su posición original. El espesor de la capa de tierra sobre la parte superior del tubo será de 1 metro.

- **Reemplazo de tubería**

Descubierta la tubería existente y hechas las excavaciones de la zanja se procede al corte de la tubería afectada, siguiendo las instrucciones de un procedimiento aprobado. Ese procedimiento consiste en desplazar el petróleo contenido en la tubería hasta asegurarse de que no exista presencia de petróleo en el lugar; inmediatamente después, se procede a realizar los cortes de las tuberías considerando los siguientes pasos:

- la tubería se tiene que cortar en frío;
- colocar durmientes en la tubería para evitar colapso en las paredes de la zanja;
- retirar la tubería de la zanja;

➤ realizar trabajo de limpieza en la tubería y hacer bisel en los lados de la tubería que se va a soldar.

▪ **Soldadura de tubería en reemplazo**

La ejecución de la soldadura en las tuberías de reemplazo se hará mediante el método manual de arco eléctrico y deberá cumplir con los requisitos de seguridad industrial, requeridos por la empresa.

Toda la superficie que se soldará deberá estar limpia de óxido, pintura, grasas, aceite y de cualquier otro tipo de impureza. Los biseles serán preparados por maquinado, sisallamiento o esmerilado.

Esta especificación será aplicable a soldadura de tubos en el campo, de conformidad con las normas de la American Petroleum Institute Standard 5L, Line Pipe and 5LX .

El personal soldador deberá estar calificado para el tipo de trabajo que efectuará y presentará sus credenciales vigentes. La soldadura se deberá realizar, de manera que cumpla con las especificaciones "Standard for Field Welding of Pipe" Std1104 porque se deberá radiografiar y, en caso de defecto, reparar y volverla a radiografiar.

▪ **Prueba final de presión hidrostática**

En el momento de terminar los trabajos, se deberá realizar una prueba hidrostática, durante 24 horas, sometida a la presión indicada de acuerdo con

el programa. Si aparecen fugas, éstas serán reparadas a satisfacción de la empresa.

- **Relleno de zanja**

El relleno se hará dentro de las 24 horas siguientes de haber bajado la tubería para prevenir la posible flotación del tubo en la zanja y daños al revestimiento. El relleno se deberá realizar con tierra de excavación, con capas de 20 cm de espesor, medidos antes de compactar.





## CONCLUSIONES

1. Es de gran beneficio, para la industria petrolera del país, realizar estudios que proporcionen información acerca de nuevas opciones de crecimiento, en la capacidad instalada, con la cual se cuenta en la actualidad para el transporte de petróleo, que faciliten y brinden toda la información necesaria para poder transportar una capacidad de 40 mil barriles de petróleo al día, en el momento de aumentar la producción en los campos petroleros y cuando se descubran nuevos campos por el incremento de los estudios sísmicos en el país.
2. Es positivo para la economía nacional el incremento del desarrollo petrolero porque brinda un gran aporte a la industria y constituye crecimiento en la infraestructura petrolera del país.
3. La realización de estos estudios permite la intensificación de nuevas áreas potenciales para el mejoramiento de la infraestructura de SETH en Guatemala.
4. Se debe cumplir con todas las normas y con los estatutos de construcción, ambientales y de seguridad industrial que rigen en la industria petrolera, tanto en el ámbito nacional como en el internacional.
5. Es importante que durante la realización de todos los trabajos de construcción esté presente una persona de seguridad industrial, un

ambientalista y el superintendente del proyecto, con la finalidad de que se cumpla con las normas establecidas y se logre finalizar el proyecto en forma eficiente.

6. Cuando se ponga en marcha el proyecto se debe considerar la seguridad del personal dentro de las instalaciones porque las altas concentraciones de gas sulfúrico, (H<sub>2</sub>S) son peligrosas y pueden causar hasta la muerte, en el mismo instante que se respira.
7. La ejecución de un proyecto como éste, beneficia a las comunidades por las que pasa el oleoducto, debido a que genera fuentes de trabajo y contribuye con la economía nacional.
8. La tendencia del petróleo a bajar en el precio, durante los últimos tres años, ha generado que la cantidad de regalías que percibe el gobierno se reduzcan y, por ende, que la inversión petrolera baje, así como que los proyectos de capital sean prolongados a largo plazo.

## RECOMENDACIONES

1. Conviene que la industria petrolera del país trabaje junto a las entidades ambientalistas para lograr una conciliación en la que se tengan en cuenta, tanto la importancia económica de la industria petrolera como la del cuidado de los recursos naturales guatemaltecos, (bosques, ríos, lagos, etc.) que cada vez más disminuyen por la deforestación incontrolada y por la falta de conciencia de la población ante la pérdida de tan valiosos recursos.
2. Que este trabajo sea considerado como una nueva opción para terminal de almacenamiento porque contaría con un área de carga para buques de petróleo que cumple con todas las normas de construcción, seguridad y cuidado ambiental que exige la industria petrolera en el ámbito internacional.
3. Realizar un estudio, no significativo, en la zona propuesta para conocer más, acerca de los diferentes lugares por los que pasará el oleoducto y determinar el impacto ambiental que ocasionaría al atravesar ciertas áreas protegidas de la biosfera Maya.
4. Promover campañas y programas de concienciación ambiental para la población, en general, e incentivar las relaciones con las comunidades nativas, trabajando a la par de las entidades ambientalistas y de la industria petrolera mediante su departamento de medio/ambiente.

5. Tener en cuenta un plan de contingencia, en el momento de realizar la interconexión del oleoducto con la estación de bombeo Semox, con la finalidad de evitar un siniestro o un derrame de petróleo.
6. Que las entidades ambientalistas que protegen las áreas del departamento de Izabal brinden toda la información necesaria a las personas que la soliciten para lograr que la población reciba educación de este tipo y reconozca la riqueza natural con la que se cuenta en Guatemala.
7. Crear una comisión administrativa entre los líderes de las comunidades y los personeros de la industria petrolera, para diseñar un plan de desarrollo (a largo plazo) que cubra las necesidades de los pobladores y que brinde todos los beneficios sociales (salud, educación, vías de acceso, talleres de trabajo etc.).
8. Implementar dentro del contenido del curso, Introducción a la Ingeniería Petrolera, la importancia que tienen los sistemas de transporte de hidrocarburos (oleoductos, gasoductos), así como su funcionamiento para que el estudiante de ingeniería industrial conozca las diferentes normas ambientales que rigen, nacional e internacionalmente, y, con el tiempo, lograr un equilibrio entre la industria petrolera y el medio/ambiente.
9. Realizar un estudio hidráulico que brinde toda la información necesaria para conocer los diferentes tramos del oleoducto propuesto, así como la capacidad máxima y mínima de transporte con el que se cuenta.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BANCO DE GUATEMALA. **Estudio Económico y Memoria de Labores.** (Guatemala. S.p.i. 1995, 1996, 1997).
2. Congreso de la República de Guatemala. **Ley de Protección y Mejoramiento del Medio/Ambiente.** Decreto 68-86 del, 1986, p 22.
3. ECOPETROL, Empresa Colombiana de Petróleos. **Normas de Ingeniería de Oleoductos** (1998), p 4.
4. Fundarriesgos. **Control de Derrames Petroleros.** (Venezuela. 1997).
5. Gálvez, Alfredo, Dr. **Datos Históricos del Desarrollo Petrolero en Guatemala.** Ministerio de Energía y Minas.
6. INE, Instituto Nacional de Estadística. **X Censo Nacional de Población 1994.**
7. Ministerio de Energía y Minas, Congreso de la República de Guatemala **Ley de Hidrocarburos,** Decreto 109-83, 1983.
8. Marcano G., José Angel. **Mantenimiento de oleoductos.** (Caracas, Venezuela. Fipetrol Latinoamericana, C.A. 1997).
9. Mohitpour, M., Von Bassenheim, G., Braun, A. Consideraciones Técnicas y Generales Ayudan a Seleccionar ruta óptima de Tubería. **Oil and Gas**

**Journal. Latinoamérica.** (Tulsa, Oklahoma. PennWell Publishing Co. Marzo/Abril 1999. Vol. 5, No. 2.

10. Ministerio de Energía y Minas, Presidencia de la República, **Acuerdo Gubernativo 684-95**, Guatemala, 1995.

11. Streeter, Víctor L., Wylie, E. Benjamín. **Mecánica de Fluidos** (Tercera Edición, McGrall-Hill, México, 1993) p.179.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Basic Resources International, Limited. **Final Hydraulics Report.** Tulsa, Oklahoma. Willbros Engineers, Inc. 1998.
2. Burelo Ortiz, Milton Alexander. **Establecimiento de Controles para la producción y medidas de seguridad industrial en la conducción de petróleo, planta de proceso Chocop 1.** Compañía general de combustible, el Naranjo, La Libertad, Petén. 1998.
3. Fundarriesgos. **Taller para la Elaboración de Procedimientos Operacionales.** Venezuela. 1997.
4. L.A. Basin Facility Projects. **Project Management Handbook.** Breakthrough Team. July-October 1995.
5. Piedrasanta Arandi, Rafael & Monterroso Mejia, Erwin Rudy. **El Petróleo en Guatemala: aspectos históricos; importancia económica; efectos políticos-sociales; perspectivas para el futuro.** Universidad de San Carlos de Guatemala, Sistema Universitario de Investigación, Dirección General de Investigación, 1999.
6. Real Academia Española de la Lengua. **Diccionario de la Lengua Española, 21ª. ed.** Ed Gredos, España 1992.



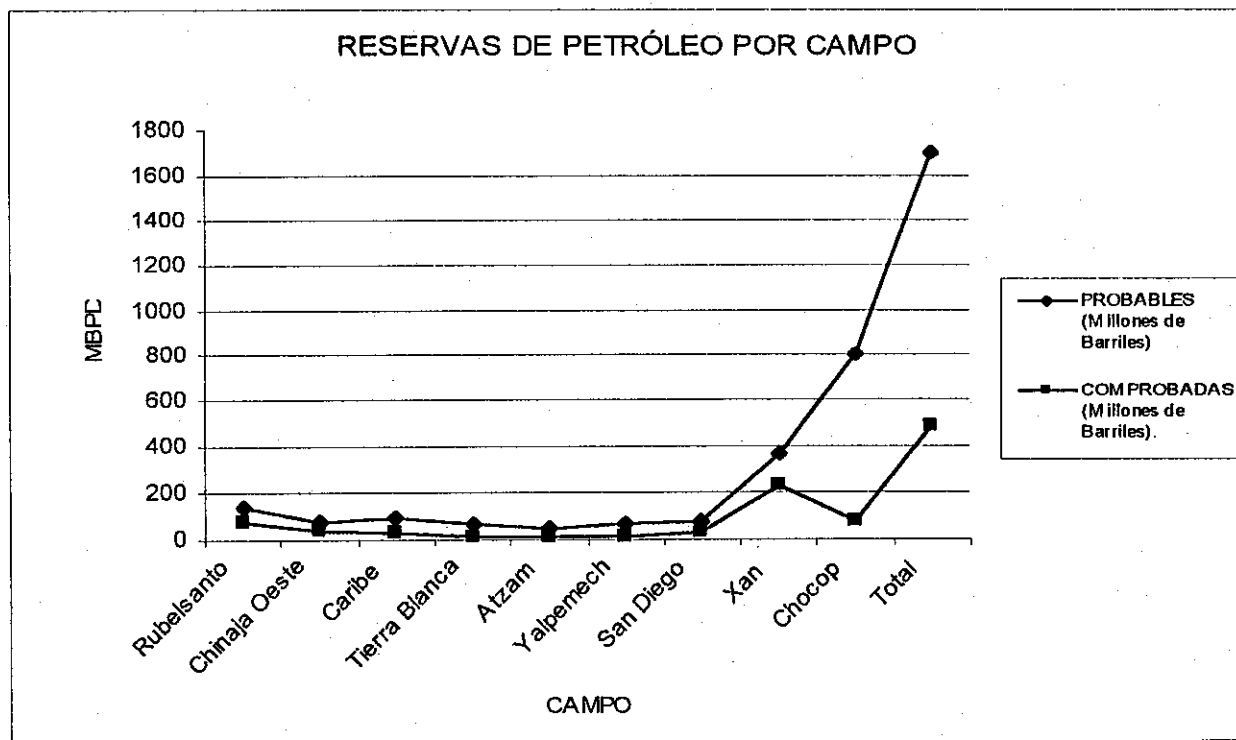


**Tabla VI, anexo I.**  
**Reservas de petróleo crudo por campo petrolero**

CAMPO	PROBABILIDAD (Millones de Barriles)	REALES (Millones de Barriles)
Rubelsanto	135	77
Chinajá Oeste	75	33
Caribe	87	28
Tierra Blanca	60	10
Atzam	48	10
Yalpemech	60	10
San Diego	70	25
Xan	366	225
Chocop	800	70
Total	1701	488

Fuente: Desarrollo Petrolero, Ministerio de Energía y Minas.

**Figura 14**



Fuente: Desarrollo Petrolero, Ministerio de Energía y Minas.

**Tabla VII, anexo II.**

**Producción de petróleo (millones de barriles) destino de los hidrocarburos y regalías (millones de dólares)**

<b>AÑO</b>	<b>PRODUCCIÓN</b>	<b>EXPORTACIÓN</b>	<b>CONSUMO INTERNO</b>	<b>REGALÍAS</b>
1980	0.4	S.D	S.D	9.00
1981	1.49	S.D	S.D	25.89
1982	2.29	S.D	S.D	34.90
1983	2.55	S.D	S.D	35.70
1984	1.71	S.D	S.D	23.40
1985	1.07	S.D	S.D	7.10
1986	1.8	S.D	S.D	4.10
1987	1.3	S.D	S.D	2.90
1988	1.34	S.D	S.D	2.20
1989	1.33	1.08	0.246	2.51
1990	1.25	1.09	0.159	2.64
1991	1.35	1.06	0.292	1.66
1992	2.04	1.73	0.323	1.75
1993	2.51	2.11	0.405	2.19
1994	2.62	1.85	0.775	1.82
1995	3.41	S.D	S.D	2.30
1996	5.32	4.645	0.684025	3.86
1997	7.18	6.229	0.951891	4.20
1998	9.234	8.124	1.109	2.09

S.D = Sin Datos.

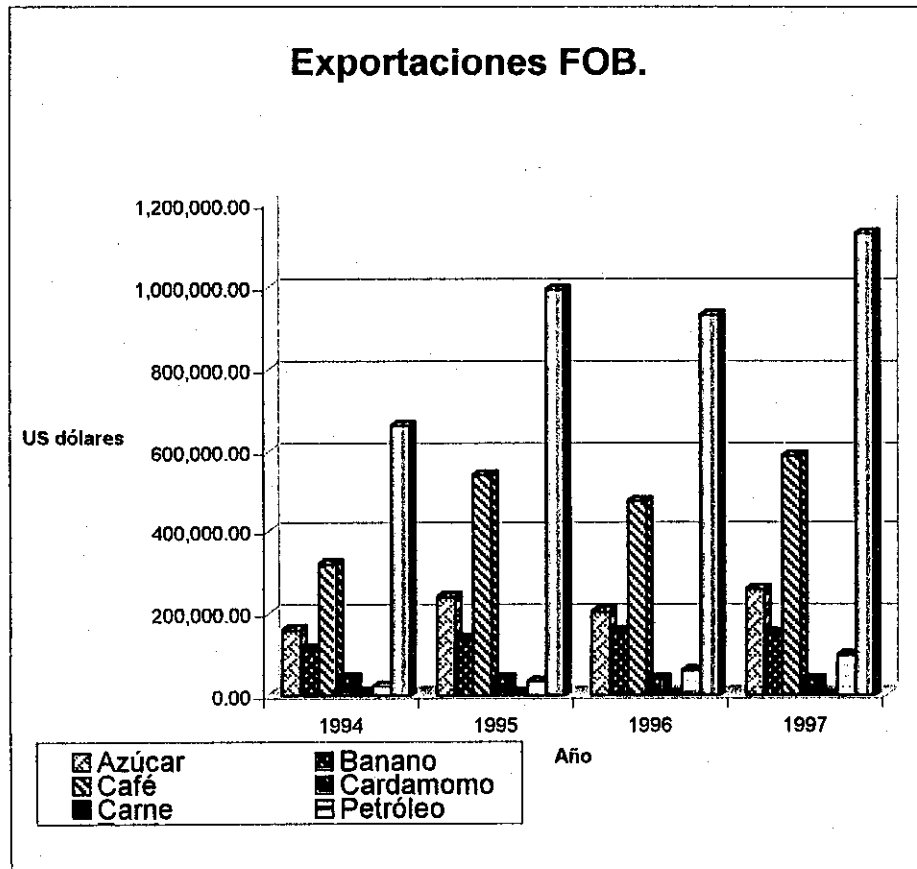
Fuente : Departamento Auditoría y Fiscalización Departamento Precios/ DGH.  
Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas.

**Tabla VIII, anexo III**  
**Exportaciones realizadas en los últimos años. (FOB)**  
**Principales productos**  
**En miles de US dólares.**

Principales Productos	1994	1995	1996	1997
Azúcar	159,220.60	236,969.80	202,035.10	255,344.00
Banano	113,573.40	138,327.00	155,165.20	150,293.60
Café	317,742.10	538,687.10	472,428.10	588,308.60
Cardamomo	42,167.50	40,670.80	39,372.70	37,933.30
Carne	8,191.90	5,261.90	1,428.10	N.P
Petróleo	22,247.70	32,834.60	60,347.80	96,456.10
Total.	663,143.20	992,751.20	930,777.00	1,128,335.60

Fuente: Memorias Estadísticas del Banco de Guatemala, Cuadro 1.  
 N.P : No tuvo participación este año.

**Figura 15**



**Tabla IX, anexo IV**  
**Exportaciones representadas en porcentaje (FOB)**  
**Principales productos**  
**En miles de US dólares.**

Principales Productos	1994	1995	1996	1997
Azúcar	24.01	23.87	21.71	22.63
Banano	17.13	13.93	16.67	13.32
Café	47.91	54.26	50.76	52.14
Cardamomo	6.36	4.10	4.23	3.36
Carne	1.24	0.53	0.15	NP
Petróleo	3.35	3.31	6.48	8.55
Total.	100.00	100.00	100.00	100.00

Fuente: Memorias Estadísticas del Banco de Guatemala, Cuadro 1  
 N.P.: No tuvo participación este año.

**Figura 16**

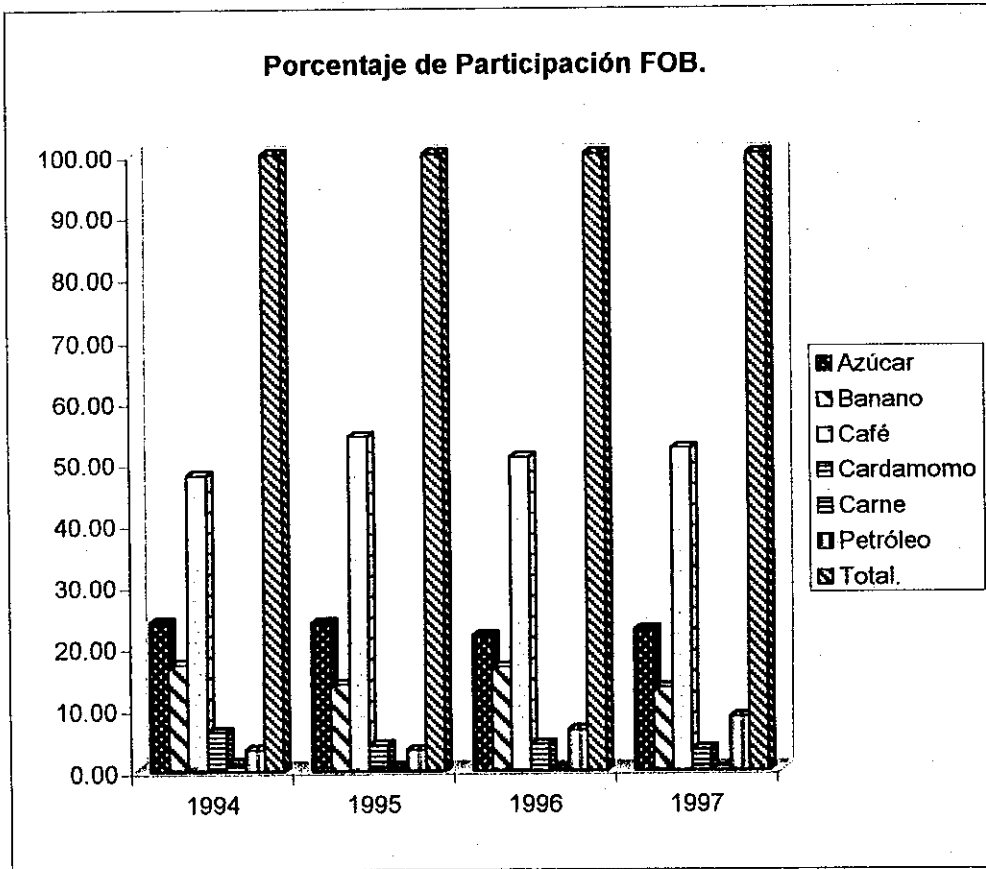


Tabla X, anexo V  
 Participación de diferentes productos (PIB)  
 Principales productos  
 Miles de quetzales de 1958

Producto Interno Bruto	1993	1994	1995	1996	1997
	3,828,259.70	3,982,682.00	4,179,766.70	4,303,395.00	4,487,027.90
A. Bienes	1,712,982.60	1,759,262.60	1,831,252.60	1,882,371.20	1,957,615.50
Agricultura, silvicultura, caza y pesca	951,938.90	975,249.90	1,009,443.90	1,035,229.00	1,061,109.60
Explotación de minas y canteras	13,277.40	13,849.60	15,779.20	19,543.40	24,354.90
Industria manufacturera	554,986.30	571,360.10	589,929.10	601,137.60	617,368.10
Construcción	83,174.70	82,978.30	90,353.10	93,163.30	101,916.30
Electricidad y agua	109,605.30	115,824.70	125,747.30	133,297.90	152,866.60
B. Servicios	2,115,277.10	2,223,419.40	2,348,514.10	2,421,023.80	2,529,412.40
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	322,239.40	335,575.90	361,061.00	374,225.60	396,388.20
Comercio al por mayor y al por menor	924,468.60	977,153.70	1,036,326.10	1,064,605.20	1,104,601.90
Banca, seguros y bienes inmuebles	170,568.20	184,213.70	202,392.30	213,733.90	228,318.00
Propiedad de vivienda	184,779.40	188,962.80	196,719.10	203,006.50	210,409.40
Administración pública y defensa	287,536.50	303,026.60	309,394.40	314,724.10	330,943.20
Servicios privados	225,685.00	234,486.70	242,621.20	250,728.50	258,751.70

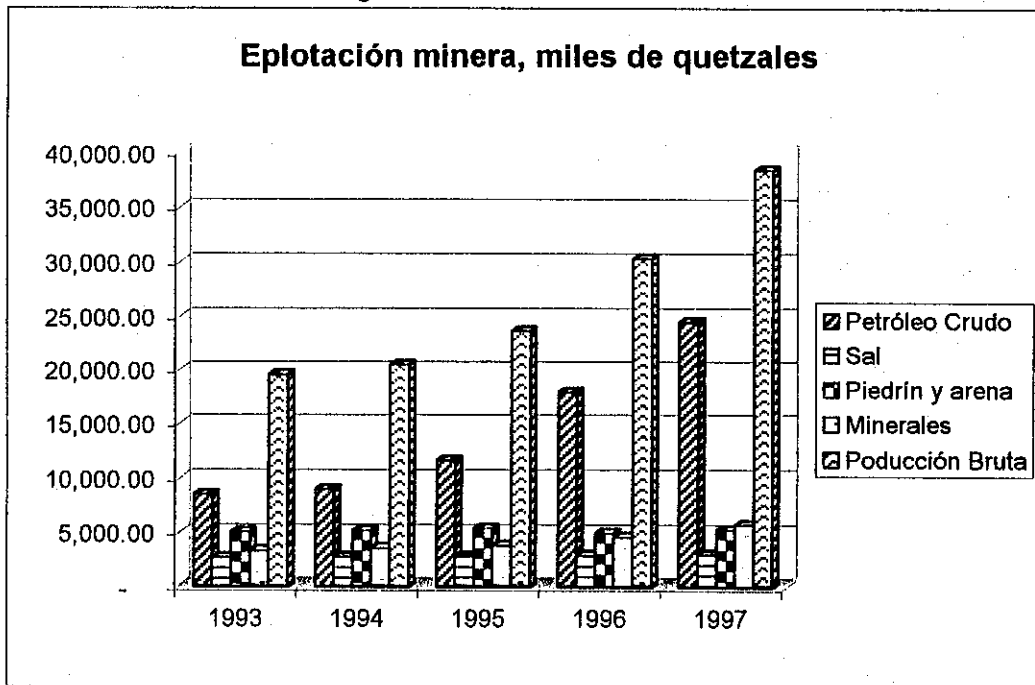
Fuente: Memorias Estadísticas del Banco de Guatemala, Cuadro 5, pg. 43, 41, 45.  
 Nota: Los quetzales de 1958 representan el cambio de Q.1.00 X \$ 1.00 dólares americanos.

**Tabla XI, anexo VI**  
**Sector de explotación minas y canteras**  
**Miles de Quetzales de 1958**

Producto	1993	1994	1995	1996	1997
Petróleo crudo	8,488.00	8,963.30	11,589.50	17,894.20	24,443.50
Sal	2,682.50	2,752.20	2,821.00	2,902.80	2,987.20
Piedrín y arena	5,031.90	5,162.70	5,395.00	4,936.40	5,267.30
Minerales	3,320.70	3,564.80	3,803.60	4,579.50	5,747.20
Producción bruta	19,523.10	20,443.00	23,609.10	30,312.90	38,445.20

*Fuente: Memorias Estadísticas del Banco de Guatemala, Cuadro 9, pp. 47, 45, 49,*  
*Nota: Los quetzales de 1958 representan el cambio de Q.1.00 X \$ 1.00 dólares americanos.*

**Figura 17**



**Tabla XII, anexo VII**  
**Variación absoluta**  
**Miles de Quetzales de 1958**

PRODUCTO	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97
Petróleo Crudo	475.30	2,626.20	6,304.70	6,549.30
Sal	69.70	68.80	81.80	84.40
Piedrín y arena	130.80	232.30	(458.60)	330.90
Minerales	244.10	238.80	775.90	1,167.70
Producción Bruta	919.90	3,166.10	6,703.80	8,132.30

*Fuente: Memorias Estadísticas del Banco de Guatemala, Cuadro 9. Pg. 45, 47, 49.*

*Nota: Los quetzales de 1958 representan el cambio de Q.1.00 X \$ 1.00 dólares americanos*

**Figura 18**

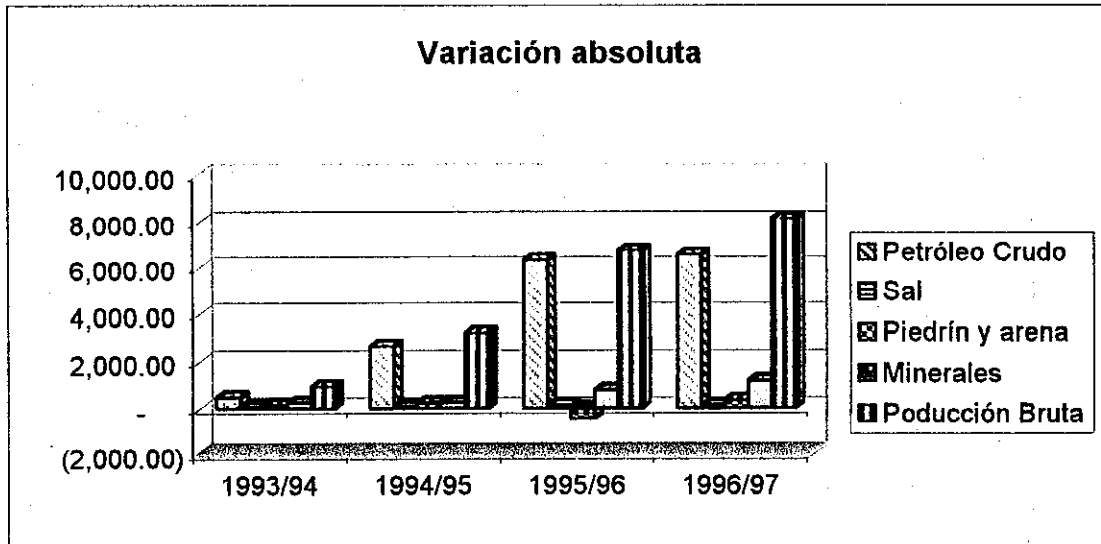




Tabla XIII, Anexo VIII

**Presupuesto Proyecto Semox Bahía de Amatique**  
**Oleoducto enterrado 16"**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO \$	Total \$
1	Tubería 16" API 5LX42, pies de tubería	3,684,750.56	3,684,750.56
2	Obra mecánica (armado y soldadura)	6,010,768.00	6,010,768.00
3	Obra civil (construcción)		244,424.00
	Maquinaria. 90 días / 12 horas/día	139,806.00	
	Materiales (arena, grabilla)	47,775.00	
	-	50,000.00	
	Personal (obreros)	6,843.00	
4	Gastos administrativos	100,000.00	100,000.00
5	Transporte (arrendamiento de plataformas, camiones)	364,800.00	364,800.00
6	Compra de vehículos	40,000.00	40,000.00
7	Compra terrenos y arrendamiento	2,000,000.00	2,000,000.00
8	Válvulas, fitting, accesorios	20,000.00	10,000.00
9	Obra eléctrica		50,000.00
	Protección catódica	50,000.00	
10	Estudio ambiental	35,000.00	35,000.00
11	Inspección radiográfica	123,711.00	123,711.00
12	Área de tanques (500,000.00 barriles) y boya al mar.	4,540,000.00	4,540,000.00
		<b>17,213,453.56</b>	
	<b>Presupuesto total</b>		<b>17,213,453.56</b>

Fuente: Elaboración propia.

Ref. Par 22 API Standard 1104

Especificaciones para procedimientos de soldadura automática

Para \_\_\_\_\_ Soldadura de \_\_\_\_\_ Tubería y conexión

- A. Proceso: \_\_\_\_\_
- B. Material: \_\_\_\_\_
- C. Diámetro y espesor de pared: \_\_\_\_\_
- D. Diseño de juntas: \_\_\_\_\_
- E. Metal de relleno y número de cordones: \_\_\_\_\_
- F. Características eléctricas o llama: \_\_\_\_\_
- G. Posición: \_\_\_\_\_
- H. Dirección de soldadura \_\_\_\_\_
- I. Número de soldadores \_\_\_\_\_
- J. Tiempo entre pasos \_\_\_\_\_
- K. Tipo de abrazaderas de alineación: \_\_\_\_\_
- L. Remoción de abrazaderas de alineación: \_\_\_\_\_
- M. Limpieza: \_\_\_\_\_
- N. Pre calentamiento: \_\_\_\_\_
- O. Gas protector y rata de flujo: \_\_\_\_\_
- P. Flujo protector: \_\_\_\_\_
- Q. Velocidad de arranque: \_\_\_\_\_
- R. Croquis y tabulaciones: \_\_\_\_\_

Ensayado: \_\_\_\_\_ Soldador: \_\_\_\_\_

Aprobado: \_\_\_\_\_ Superintendentes Sold.: \_\_\_\_\_

Adoptado: \_\_\_\_\_ Ingeniero Jefe: \_\_\_\_\_

**Figura 20, formato B**  
**Reporte de ensayo de soldadura automática**

Ensayo No. ....

Localización: .....

Fecha: ..... Estado: ..... Soldadura: ..... Soldadura: posición fija: .....

Soldador: ..... Marca: .....

Tiempo de soldar: ..... Tiempo del día: ..... M. temperatura: .....

Condición atmosférica: .....

Barrera de viento usado : ..... Voltaje: ..... Amperaje: .....

Tipo de máquina de soldar: ..... Tamaño: .....

Metal de relleno: .....

Tamaño del refuerzo: .....

Tipo y grado de la tubería: .....

Espesor de pared: ..... Diámetro exterior: .....

1 2 3 4 5 6 7

Cordón No: .....

Tamaño electrodo: .....

Electrodo No: .....

1 2 3 4 5 6 7

Original : .....

Dimensiones plancha: .....

Área Original plancha: .....

Carga máxima: .....

Esfuerzo tensión/pulg. área plancha: .....

Localización fractura: .....

----- Procedimiento                      ----- Ensayo calificador                      ---- Calificado

----- Soldador                                      ----- Ensayo línea.                                      ----- Descalificado

Max. tensión ..... Min. tensión ..... Avg. tensión .....

Observaciones a tensión .....

1.....

2.....

Observaciones ensayos de doblado:

1.....

2.....

3.....

Observaciones ensayo Nick.

1.....

2.....

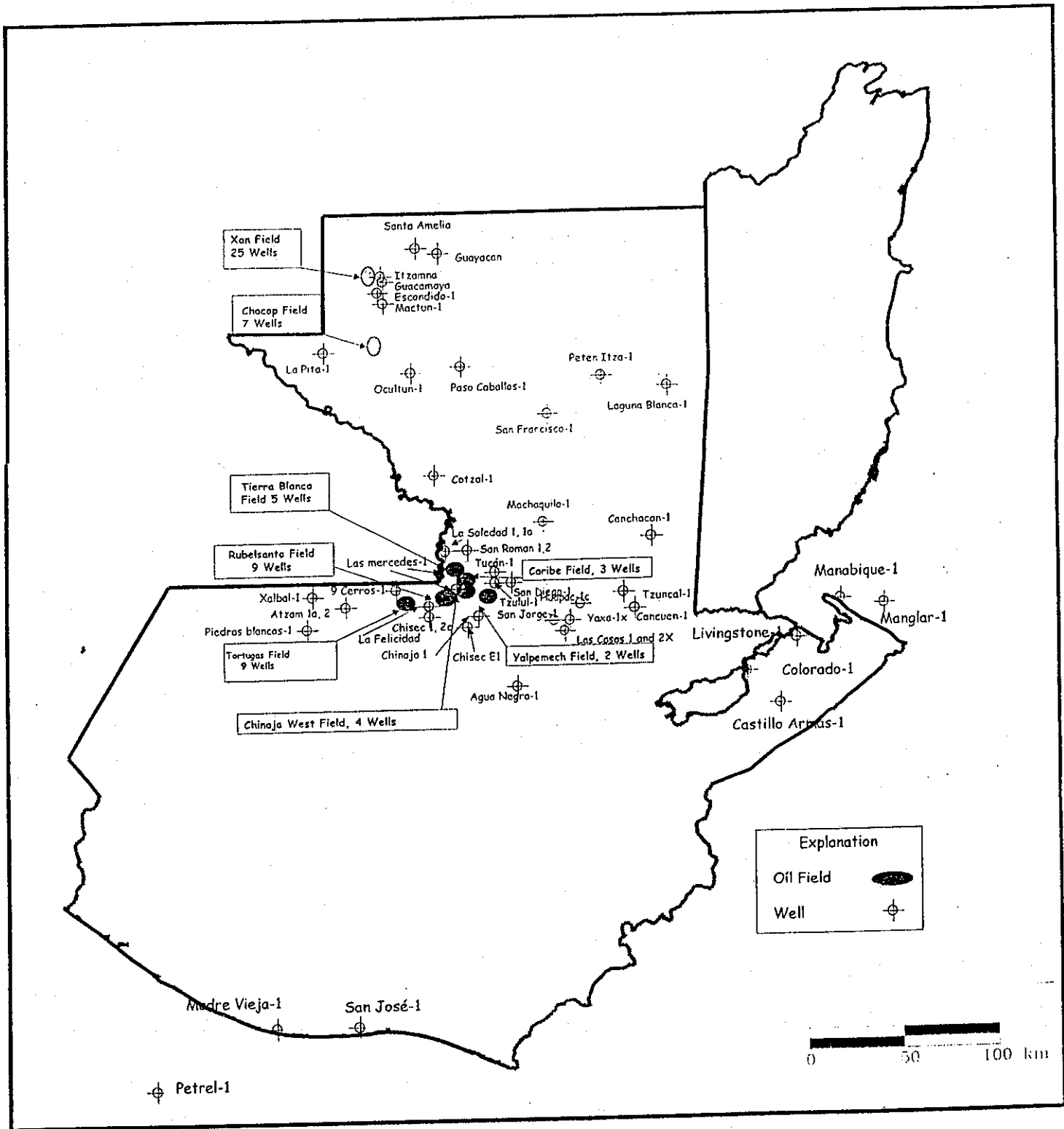
3.....

Ensayo hecho en : ..... Fecha: .....

Ensayado por: ..... Supervisado por: .....

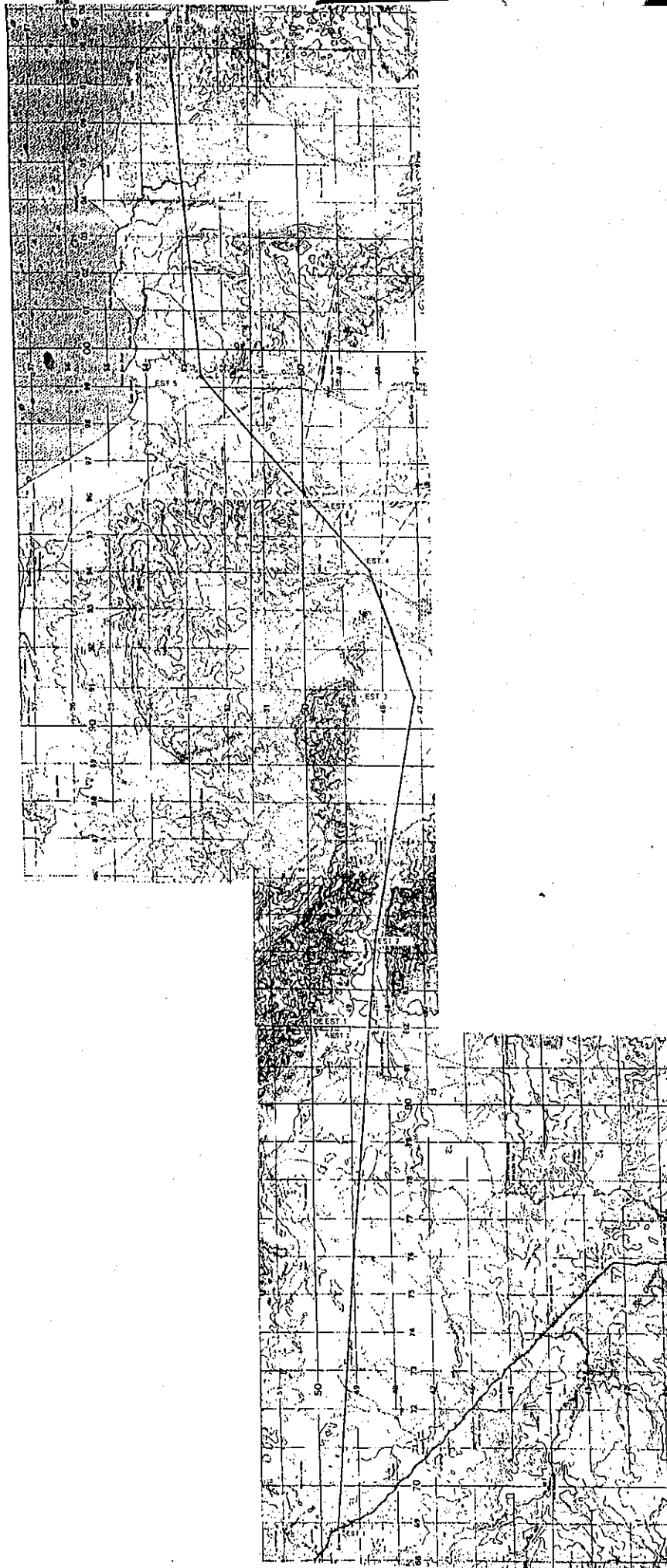
Nota: Este formato se puede usar para reportar la calificación del procedimiento como la calificación del soldador.

Figura 1: Mapa 1, pozos petroleros de Guatemala.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Desarrollo Petrolero

Figura 2. Mapa 2, ruta propuesta del oleoducto en Izabal



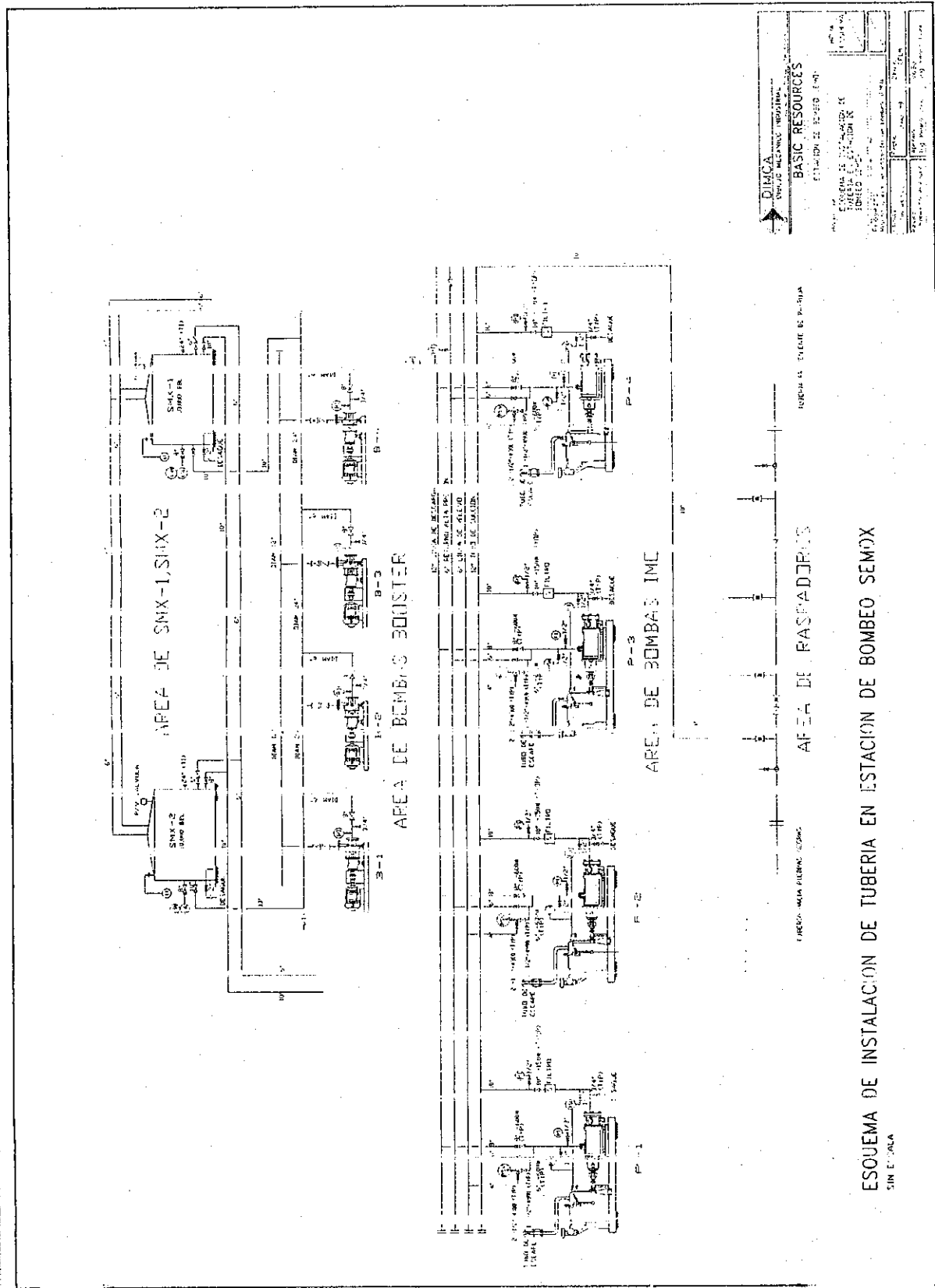
Fuente: Trabajo de campo mapas de las zonas de Livingston, Poptún, Seja  
Instituto Geográfico Nacional. Escala 1-50,000

Tabla II, ubicación del proyecto

ESP.-P.O	AZIMUT' CUADRÍCULA		RUMBO CUADRÍCULA		AZIMUT MAGNÉTICO		RUMBO MAGNÉTICO		DISTANCIA (METROS)
	GRADOS	MINUTOS	GRADOS	MINUTOS	GRADOS	MINUTOS	GRADOS	MINUTOS	
1-2.	94	30	S 85	E 30	E 90	28	S 89	32	E 15,550.00
2-3.	100	0	S 80	0	E 95	58	S 84	2	E 5,900.00
3-4.	71	0	N 74	0	E 66	58	N 66	58	E 3,500.00
4-5.	51	0	N 51	0	E 46	58	N 46	58	E 6,750.00
5-6.	85	30	N 85	30	E 81	28	N 81	28	E 9,500.00
<b>DISTANCIA TOTAL</b>									<b>41,200.00</b>

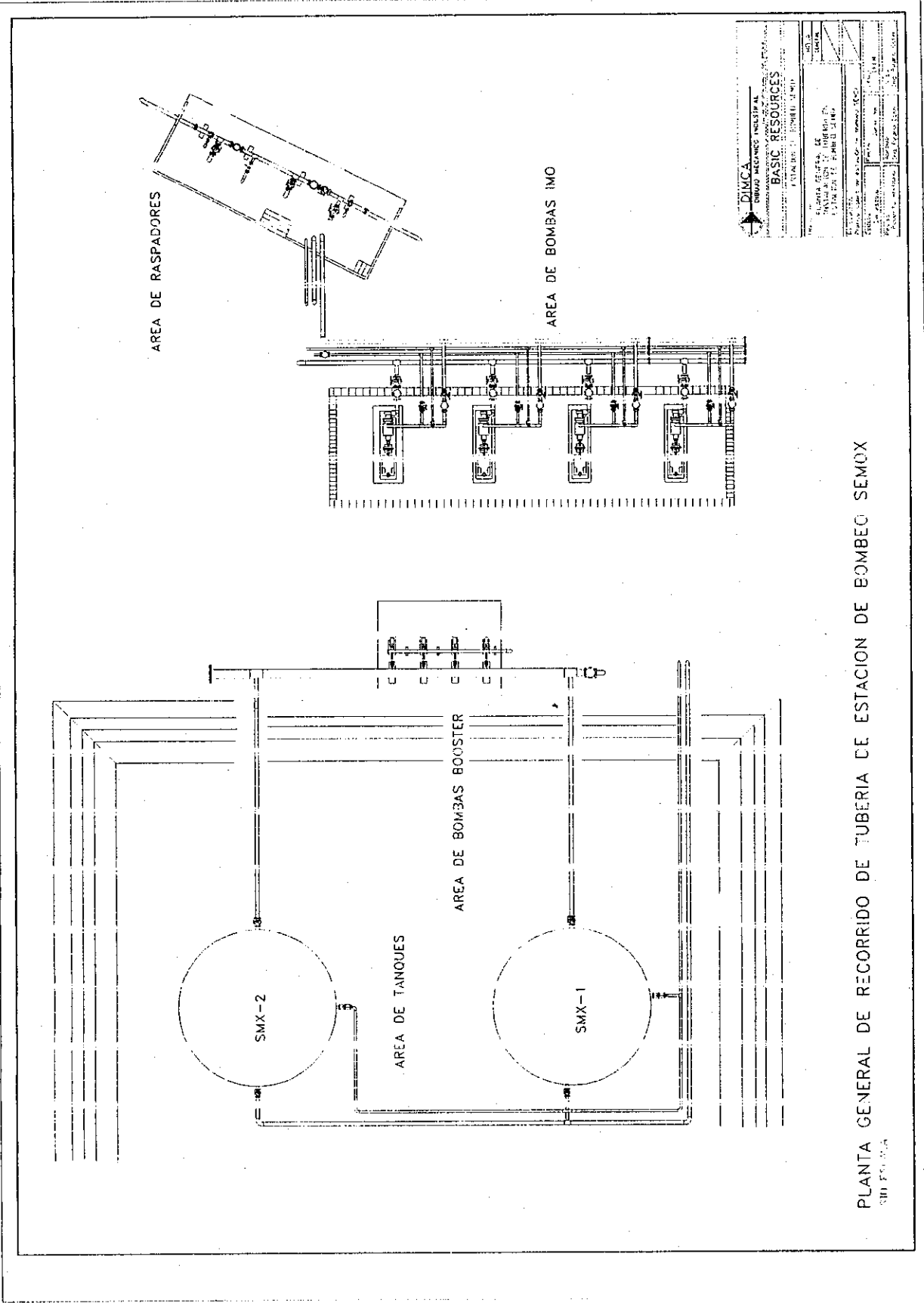
Fuente: Trabajo de campo.

Figura 8, plano 1 de instalación de tubería, estación Semox.



Fuente: Basic Resources International Bahamas Limited

Figura 9, plano 2, planta general, estación Semox.



Fuente: Basic Resources International Bahamas Limited.



