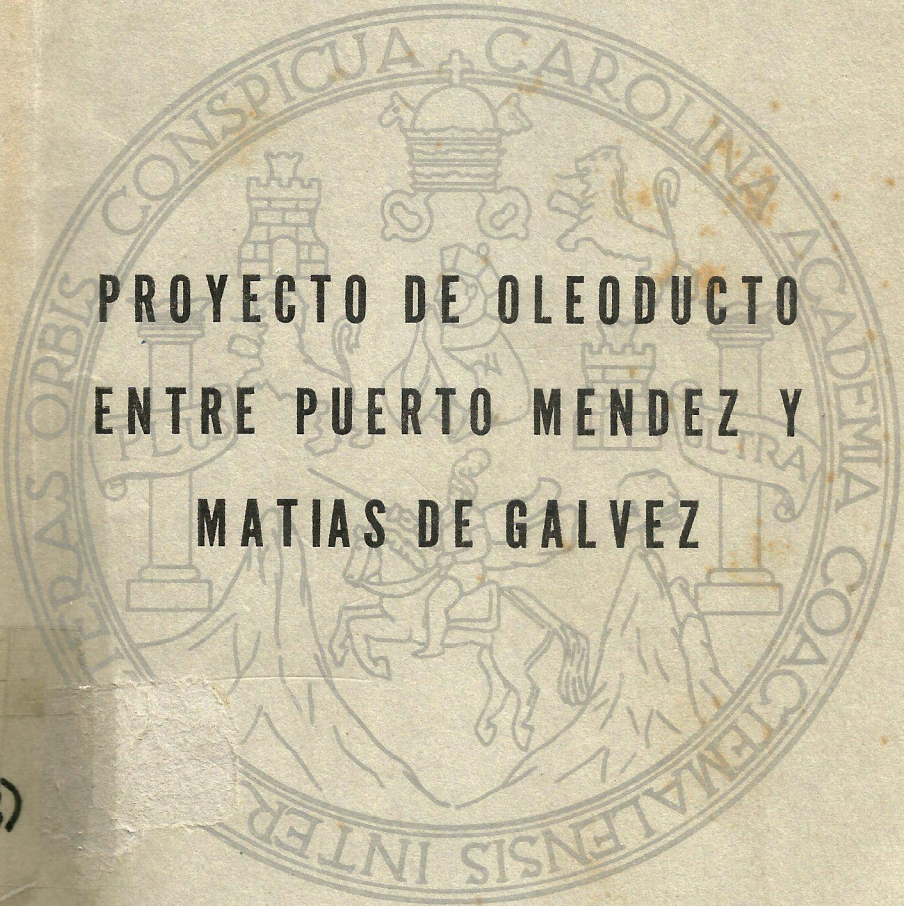


HECTOR SANCHEZ - LATOUR ORTIZ



**PROYECTO DE OLEODUCTO
ENTRE PUERTO MENDEZ Y
MATIAS DE GALVEZ**

GUATEMALA.
JUNIO 1962

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Facultad de Ingeniería

PROYECTO DE OLEODUCTO ENTRE
PUERTO MENDEZ Y MATIAS DE GALVEZ

TESIS

Presentada a la Junta Directiva
de la Facultad de Ingeniería
de la Universidad de San Carlos de Guatemala,

Por

HECTOR SANCHEZ-LATOUR ORTIZ

Al conferírsele el título de

INGENIERO CIVIL



BIBLIOTECA CENTRAL-USAC
DEPOSITO LEGAL
PROHIBIDO EL PRESTAMO EXTERNO

**TESIS DE REFERENCIA
NO
SE PUEDE SACAR DE LA BIBLIOTECA
BIBLIOTECA CENTRAL-USAC.**

Guatemala, Junio de 1962

DL
08
T(13)C

BIBLIOTECA CENTRAL-USAC
DEPOSITO LEGAL
PROHIBIDO EL PRESTAMO EXTERNO

JUNTA DIRECTIVA
DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

Decano Interino.....Vocal 1º. Ing. Roberto Zepeda
Vocal 2º.....Ing. Mauricio Castillo C.
Vocal 3º.....Ing. Renato Fernández
Vocal 4º.....Br. Mario Fernández
Vocal 5º.....Br. Enrique Batres
Secretario.....Ing. Enrique Tejada W.

TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DecanoIng. Jorge Arias
Secretario.....Ing. Roland Castillo C.
Vocal 2º.....Ing. Mauricio Castillo C.
Examinador.....Ing. Rafael Pérez R.
Examinador.....Ing. Enrique Azmitia C.

Dedico este ejemplar al
Rector Magnífico de la
Universidad, Ingeniero
Jorge Arias de Bois, con
profundo respeto.



DEDICO ESTE ACTO:

A MI ABUELA:

Josefina v. de Azmitia

A MI PADRE:

Héctor Sánchez Latour G.

A LA FACULTAD DE INGENIERIA

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR:

En cumplimiento de la ley de la Universi—
dad de San Carlos de Guatemala, tengo el honor de so
meter a la consideración de ustedes, el trabajo de
tesis titulado:

"PROYECTO DE OLEODUCTO ENTRE PUERTO MENDEZ
Y MATIAS DE GALVEZ."

tema que me fuera asignado por la Junta Directiva de
la Facultad de Ingeniería.

CONTENIDO

- 1.- PROLOGO
 - 1.1.- Introducción
 - 1.2.- Consideraciones Preliminares.
- 2.- GENERALIDADES SOBRE LOS OLEODUCTOS
 - 2.1.- Resumen Histórico
 - 2.2.- Funcionamiento
- 3.- EL PETROLEO EN GUATEMALA
 - 3.1.- Exploración
 - 3.2.- Transformación
 - 3.3.- Consumo
 - 3.4.- Futura Demanda
- 4.- LA REGION PUERTO MENDEZ-MATIAS DE GALVEZ
 - 4.1.- Topografía
 - 4.2.- Clima
 - 4.3.- Vías de Comunicación.
- 5.- PROYECTO DE OLEODUCTO
 - 5.1.- Localización
 - 5.2.- Perfil
- 6.- DISEÑO
 - 6.1.- Sistemas de Diseño
 - 6.2.- Aplicación
- 7.- CONSIDERACIONES FINALES
 - Entidades que colaboraron
 - Bibliografía

I.- PROLOGO

1.1.- INTRODUCCION

Aunque desde la más remota antigüedad, el petróleo ha sido conocido por el hombre, y utilizado de diversas maneras, hace sólo un siglo que nació en el mundo la industria petrolera.

En ese lapso su desarrollo ha sido tal, que la producción mundial de petróleo ha crecido, de 70 000 toneladas anuales en 1860 a cerca de 1 000 millones en la actualidad, que son utilizados en la forma de varios cientos de subproductos.

A pesar de los adelantos técnicos para el aprovechamiento de esa otra maravillosa conquista del hombre, la energía nuclear, parece que el petróleo continuará siendo, todavía por muchos años, una de las principales fuentes de energía.

Es indiscutible que el hallazgo de yacimientos petrolíferos en nuestro país y su adecuada explotación, reportarían enormes beneficios a la economía nacional: además de los fuertes ingresos estatales, el abaratamiento de los combustibles, el ahorro de divisas y el apareamiento de nuevas industrias derivadas, crearía una cuantiosa fuente de trabajo para obreros, empleados y técnicos guatemaltecos y contribuiría al desarrollo de grandes zonas inexploradas, de difícil acceso.

En la actualidad se trabaja en la fase exploratoria y aunque podría ocurrir que no se encontrase petróleo en cantidades comerciales, no está de más adelantarse a pensar en el problema del transporte del petróleo guatemalteco, de los pozos de producción a los centros de transformación y distribución.

1.2.- CONSIDERACIONES PRELIMINARES

El presente trabajo estudia la posibilidad de un oleoducto para transporte de crudo entre los puertos Modesto Méndez y Matías de Gálvez y presupone las siguientes consideraciones:

- A). Que los pozos productores se localizarán en el departamento de El Petén o en la parte norte de los departamentos de El Quiché y Alta Verapaz, - de donde el petróleo crudo será llevado por otros medios a Puerto Méndez, situado en el extremo S.E. del departamento del Petén, ya que en esta zona es donde se han concedido la mayor parte de los derechos de exploración.
- B). Que el Puerto Matías de Gálvez será el centro principal de transformación y distribución, para el consumo nacional y exportación;

Hasta el momento se han otorgado tres concesiones en esa zona, para establecer refinerías de petróleo, una de las cuales está ya terminada y en capacidad de trabajar.

- C). Que se contará con una fuerte producción, que justifique la cuantiosa inversión indispensable en la construcción de un oleoducto. En este estudio se considerará la cantidad de petróleo a transportarse igual al consumo nacional en 1970.

D). El presente trabajo no pretende llegar más allá del umbral de este tema, casi desconocido - en nuestro medio y en todo momento deberá ser considerado únicamente como un estudio preliminar de carácter general.

2.- GENERALIDADES SOBRE LOS OLEODUCTOS

2.1.- RESUMEN HISTORICO

Uno de los aspectos fundamentales de la in dustria del petróleo ha sido siempre el problema del transporte, ya que es indispensable llevarlo de las fuentes de producción a los centros de transforma- - ción y distribución, para convertirlo en derivados u tilizables y entregarlo a los consumidores.

Ya en los albores de nuestra era, los ga- ses naturales utilizados para la calefacción de algu nos palacios chinos, eran llevados en tuberías de - bambú.

Mil años después, en la India, se transpor taban productos bituminosos en recipientes de cuero, a lomo de bestias, o en envases de barro, en barcas.

Hace un siglo al nacer la industria petro- lera, el petróleo era llevado en el Cáucaso, en pe- llejos de animales, y en los Estados Unidos en barri les de madera, que se desfondaban al ser llevados en carretones por los malos caminos de aquella época.

Se utilizaron también barcasas y más tarde el ferrocarril, pero aún así el transporte seguía - siendo un renglón muy caro.

El primer oleoducto moderno fué construido en 1862 por John Burrows, desde un pozo en Oil City a una pequeña refinería en Oil Creek, Pennsylvania,-

de 300 m. (1 000 pies) de longitud y 5 cm. (2") de diámetro; pero la primera línea comercial la construyó Martin E. Van Syckel, en 1865 desde un campo petrolero en Pithole, Pennsylvania, de la hacienda Miller a la estación de ferrocarril, a 9.6 Km. (6 millas) de distancia; se empleó tubería de hierro forjado de 5 cm. (2") de diámetro, con acoplamientos, enterrada 60 cm. (2') para no interferir con los arados; dos estaciones de bombeo a vapor, operando a 14 Kg/cm^2 (200 psi), enviaban 800 barriles diarios a un costo de un dólar por barril (1 barril de petróleo = 42 galones U.S. = 159 litros).

Otras tentativas, como las de Hutchins y Harley por construir oleoductos, fracasaron porque los carreteros que transportaban el petróleo en sus carretas rompían las tuberías y dañaban las bombas, hasta que se tomaron medidas drásticas contra ellos.

En 1875 se construyó un oleoducto de 96 Km. (60 millas) de Oil City a Pittsburgh, pero el mayor paso lo dió la Tide Water Pipe Line Co., en 1879 al construir un oleoducto de 15 cm. (6") de diámetro y 174 Km. (108 millas) de largo, capaz de transportar 1590 m^3 (10 000 barriles) diarios.

En esta obra se introdujeron importantes novedades técnicas como bombas, válvulas y accesorios

capaces de soportar la presión de trabajo de 49.2 Kg./cm² (700 psi), necesaria para atravesar los Montes Alleghany, empresa que había sido considerada como imposible por los petroleros de la época.

Otro avance importante le dió la "United - States Pipe Line Co.", construyendo dos líneas paralelas desde el Noroeste de Pennsylvania hasta el Atlántico, llevando petróleo crudo la una y kerosina la otra. Además, fué la primera que logró enviar, con éxito dos productos distintos por la misma línea.

En la actualidad, existen largos oleoductos en muchos países, en algunos de ellos extensas redes, encargados de transportar enormes cantidades de crudo y productos refinados.

2.2.- FUNCIONAMIENTO

Se ha considerado conveniente, en este tra bajo, tomando en cuenta su novedad en nuestro medio, incluir algunas generalidades sobre la construcción y operación de los oleoductos.

Los oleoductos son sistemas de instalaciones destinados a transportar petróleo o sus derivados por medio de tuberías, impelidos generalmente por bombeo.

Por el producto que transportan, los oleoductos pueden clasificarse así:

- A). Oleoductos destinados al transporte de crudo, - esto es, que se utilizan para llevar el petró--leo tal como se extrae de los pozos, desde és--tos a las refinerías o puertos de embarque;
- B). Oleoductos para productos refinados, que se encargan de llevarlos de las refinerías o puertos a los centros de consumo;
- C). Oleoductos para transportar derivados gaseosos del petróleo; su funcionamiento difiere conside--rablemente del de los anteriores y reciben el nombre de gasoductos.

Existen también, dos diferentes sistemas de oleoductos.

- A). Los laterales o colectores, que tienen por obje

to recoger el petróleo de los distintos pozos,- para llevarlo a la estación central de bombeo,- sobre el oleoducto troncal. Sus diámetros varían entre 5 cm. (2") y 20 cm. (8") y funcionan por gravedad o por bombeo.

- B). Los troncales que conducen todo el petróleo recogido por los laterales, a través de grandes - distancias, hasta refinerías, puertos o estaciones de ferrocarril; su diámetro de ordinario - varía entre 10 cm. (4") y 60 cm. (24").

A continuación se describirán someramente algunas de las instalaciones empleadas en un oleoducto troncal:

Depósitos:

Generalmente se construyen grupos de grandes tanques de los extremos de línea troncal; los primeros reciben el petróleo de los laterales y los últimos abastecen a las refinerías, ya que no todo el petróleo es refinado inmediatamente. También se construyen en otros puntos para futuras necesidades.

De ordinario se usan tanques de acero de 55 000 a 80 000 barriles de capacidad y cada uno de ellos se rodea de un dique de tierra para guardar el petróleo que pueda escapar y para evitar la propaga

ción de incendios. No son raros los grupos de tanques de más de medio millón de barriles.

En California se emplean tanques subterráneos de concreto, impermeabilizados, capaces de contener tres o cuatro millones de barriles.

Estos tanques se miden con varas graduadas o por medios eléctricos, automáticamente y se toman muestras con instrumentos especiales.

Estaciones de Bombeo:

Están situadas a lo largo del oleoducto troncal y tienen por objeto impeler el petróleo a través de él. Su número depende de la topografía del lugar y de la viscosidad del petróleo; de ordinario se colocan a distancias que varían entre 40 y 100 Km. Están provistas de potentes motores eléctricos, a vapor o diesel, dependiendo del precio de los combustibles; lo más corriente es que empleen crudo de la propia línea. Originalmente usaban bombas a vapor, de acción directa y baja velocidad, de muy baja eficiencia. Más tarde se usaron de tipo gemelo, de doble acción y luego las reciprocantes.

En la actualidad, las más empleadas son las centrífugas debido a su alta eficiencia, bajo costo inicial y mantenimiento, mayores presiones de

operación, mejores condiciones de carga y por ocupar poco espacio, movidas por petróleo, gas o electricidad. Muy recientemente han aparecido bombas movidas por turbina, que trabajan satisfactoriamente.

Las presiones de trabajo pueden llegar hasta 105.5 Kg./cm^2 (1 500 psi.) pero de ordinario son de menos de 56.2 Kg./cm^2 (800 psi.)

Algunos oleoductos, con considerable diferencia de nivel no necesitan estaciones de bombeo; - pero es raro el caso en que puedan trabajar sólo por gravedad.

Una estación de bombeo cuesta, de ordinario, entre Q.25 000 y Q.100 000.

Calentadores:

Son largas cámaras cilíndricas horizontales que envuelven al oleoducto y tienen un diámetro de 2 ó 3 veces mayor que él; están provistos de numerosos tubos longitudinales por entre los cuales - circula vapor, vapor sobrecalentado, o gas caliente.

Su objeto es elevar la temperatura del petróleo rebajando así su viscosidad si es muy alta o el clima muy frío. Se colocan a distancias que de-

penden del clima, del carácter del petróleo y de la presión de trabajo.

Sistemas de Comunicación:

A la par del oleoducto corre una carretera, necesaria para su construcción y mantenimiento. Se emplea además, especialmente en líneas muy largas, -- sistemas telegráficos y telefónicos para su operación y vigilancia.

Terminales terrestres y marítimas:

Cuando el oleoducto termina en una estación de ferrocarril, en vez de hacerlo en los tanques de las refinerías, se emplean percheros de carga, consistentes en plataformas especiales, provistas de tubos, válvulas y bocas adecuadas para cargar los vagones-- tanques.

Cuando termina en un puerto, los barcos-cisternas se cargan así mismo con sistemas especiales de mangueras y válvulas.

Si no existen buenas condiciones de embar-- que y el barco-cisterna no puede acercarse al muelle, se instala un tubo flexible, sostenido por boyas, que se interna en el mar para cargarlo.

Accesorios Especiales:

En todo oleoducto se hace necesario emplear una gran cantidad de accesorios para resolver problemas especiales. Los más corrientes son válvulas, recodos, trampas, accesorios para evacuar gases acumulados en algunos puntos, otros para aparatos de medición y en previsión para futuros ramales, juntas de dilatación, entradas para raspadores, etc., etc.

Localización:

Aunque pudiera pensarse que la selección de la ruta de un oleoducto estuviera determinada por los mismos factores que intervienen en la de un acueducto, existe en realidad una mayor semejanza con los de una carretera, ya que es necesario construir una a la par, para su construcción y mantenimiento. Además de los principios empleados en carreteras y acueductos, debe evitarse cruzar regiones muy montañosas, así como pantanos y ríos, curvas pronunciadas que produzcan excesiva fricción y debe preverse el a bastecimiento de agua para las estaciones de bombeo.

Debe considerarse especialmente en atención a la ruta: carreteras, ferrocarriles, caminos de acceso, ríos, canales, puentes, vegetación, plantíos, haciendas, construcciones, suelos desfavora-

bles, cruces, etc.; y en atención a la organización del trabajo: personal, equipo, materiales, financiamiento, legislación, productividad, abastecimientos, repuestos, lubricantes, transportes, campamentos, saneamiento, lluvias, etc., etc.

La fotogrametría ha demostrado ser un valioso auxiliar en esta clase de trabajos.

Construcción:

Una vez localizada la ruta y marcado el derecho de vía, se chapea y nivela éste, hasta dejar una brecha transitable para camiones. Estos llevan - los tubos y los dejan dispuestos a lo largo de la línea, en número exacto, a distancias convenientes; - los tubos son de acero liviano, pues las presiones - no son muy grandes: de ordinario se usan tubos de - 12.2 m. (40') de largo, y excepcionalmente de 6.1 m. (20')

Los tubos pesan, según su diámetro:

Diámetro en cm.-	Diámetro en pulg.	Peso en Kg./mt.-	Peso en lbs./pie
15	6"	28.9	19.4.
20	8"	43.5	29.2.
25	10"	62.0	41.6.
30	12"	75.9	50.9.

Unión de Tubos:

Aunque anteriormente se empleaba el método de uniones a base de campana y espiga, en la actualidad ha sido sustituido por la soldadura, debido a sus múltiples ventajas: mejor calidad, menor costo y mayor rapidez; antes las uniones eran puntos débiles que eliminó la soldadura, que da calidad uniforme en todo el trayecto. Las cuadrillas de soldados avanzan a lo largo de la línea, empleando oxiacetileno o electricidad producida por generadores de gasolina, montados en camiones o trailers.

Protección de los Tubos:

De ordinario, se pintan con pintura asfáltica, pero en terrenos fuertemente alcalinos o corrosivos, deben protegerse con forros especiales; este trabajo puede hacerse a mano, en trabajos pequeños, pero para los grandes oleoductos, existen máquinas forradoras especiales.

Colocación:

En los países fríos, el conducto se entierra de 0.45 m. (18") a 1.50 m. (65"), según el clima, para lo cual se emplean máquinas zanjeadoras que abren zanjas de una anchura igual al doble del diámetro del tubo y echan la tierra al lado opuesto de -

donde están los tubos. Encontrar estratos rocosos superficiales acarrea serias dificultades.

La colocación del tubo se hace con grúas, - en las primeras horas de la mañana, antes de la salida del sol.

El llenado de la zanja puede hacerse a pala, en los trabajos pequeños, pero generalmente se emplean tractores (Bull-Dozers). Debe evitarse usar piedras grandes en el material de llenado, para prevenir filtraciones y debe llevarse hasta un nivel superior al del terreno, dejando un lomo.

Curvas:

Como el tubo se contrae y se dilata con - los cambios de temperatura, para evitar que falle, - se prevén longitudes adicionales, de manera que resulta un trazo sinuoso que se endereza al pasar el petróleo frío. Además hay que seguir las curvas horizontales del trazo y las verticales impuestas por la topografía del lugar. Si las curvas son poco pronunciadas, el tubo se acomoda, pero si son muy agudas, pueden curvarse los tubos, más no así las uniones. En todo caso, deben evitarse los cambios bruscos de dirección, por las fuertes pérdidas de carga que originan.

Prueba y Limpieza:

Una vez que el oleoducto ha sido terminado de construir, lo mismo que la carretera de acceso paralela a él, se procede a la prueba de limpieza que se hace de la siguiente forma: se bombea desde la estación, agua o aire comprimido, a una presión mucho mayor que la de trabajo, durante uno o dos días, observando las pérdidas. Estas aparecen como goteos, manchas o zonas desteñidas, si se emplea agua y como chirridos característicos, si es aire. Estas fallas se localizan y se reparan; si un tubo falla, se suspende la presión y se reemplaza.

Para la limpieza se usa impelido por una corriente de aire o agua, un raspador (go-devil), artefacto de caucho y láminas de acero, que llena completamente la sección del tubo y es suficientemente flexible para tomar las curvas y sortear pequeños obstáculos en el interior del tubo. Empujado por la corriente, limpia la superficie interior y arrastra los objetos que pueda haber. Como produce un sonido característico, al rascar el tubo, un experto lo sigue en su recorrido, a la par del tubo, de modo que al detenerse, debido a la presencia de algún obstáculo, puede repararse fácilmente. Al llegar al final, se abre la válvula y se recobra el artefacto, que sa

le acompañado de los objetos extraños que pudiera haber habido en el tubo.

Este mismo artefacto, puede utilizarse, - más tarde, con el oleoducto trabajando, para desprender depósitos de parafina o suciedad en el interior del tubo.

Una vez probada y limpia la línea, se encuentra en condiciones de trabajar, pero lo primero que debe hacerse es llenar el tubo con petróleo y hay que tomar en cuenta esto que puede requerir una cantidad considerable que sólo se recobra al abandonar el oleoducto. Por ejemplo, un tubo de 25 cm. (10") de diámetro contiene aproximadamente 50 m³/Km. (513 barriles por milla). Aunque esta capacidad varía según el tamaño del tubo, las proporciones físicas del petróleo, la presión de bombeo y el carácter del lugar, para su determinación puede emplearse la fórmula aproximada:

$V: 5.13 D^2 L$ D: Diam. int. en pulg. L: long. en millas. V: capacidad en barriles.

Operación y Mantenimiento:

La operación de un oleoducto es semejante a la de las demás empresas de transporte: el petróleo es recogido en depósitos, medido y bombeado por

el tubo troncal. Se operan las bombas, controlando, constantemente las presiones, para detectar fugas y obstrucciones; se recorre periódicamente la línea - para buscar escapes o prevenir daños; se hacen pasar raspadores para remover parafina o suciedad; se conectan o regulan los calentadores según los cambios de temperatura, etc.

Además de los problemas rutinarios de mantenimiento en un trabajo de su naturaleza, como suministros, combustibles, repuestos, oficinas, etc., se presentan problemas ocasionales especiales de gran importancia. El principal de ellos es la corrosión; cuando ésta es tal que logra atacar al tubo, a pesar de la pintura asfáltica y el forro, sólo queda como remedio levantar la tubería y protegerla de nuevo.

Un método científico de protección contra la corrosión es el catódico, que se basa a la teoría de que la acción corrosiva del suelo sobre el tubo - produce pequeñas reacciones químicas y acciones eléctricas, siendo ambas interdependientes, de modo que neutralizando la acción eléctrica se previene la acción química; es posible también que el movimiento del petróleo cree corrientes eléctricas que ayuden a la reacción química. Se estima que una corriente de un amperio puede hacer perder 0.45 Kg. (1 libra) de

acero por año. El procedimiento consiste en aplicar una corriente tal, que neutralice la proveniente de la reacción química y la del movimiento del petróleo; puede producirse económicamente empleando generadores movidos por el viento, en los lugares en que sea necesario. El peligro consiste en que la corriente aplicada debe ser exactamente la necesaria, porque si ésta es excesiva, puede ocurrir también la corrosión, al producirse el proceso a la inversa.

Otras pérdidas pueden deberse a roturas y grietas en el tubo, pero en un oleoducto bien construido son despreciables, considerando el volumen transportado. Es necesaria una vigilancia constante para evitar robos de fluido, taladrando el tubo.

Transporte de Crudo:

El transporte de petróleo en extremo viscoso, produce a menudo serios problemas de bombeo, especialmente en aquellos de viscosidad entre 10 000 y 500 000 S.S.U. y más. Los métodos más frecuentes para resolver estos problemas son:

El simple bombeo tal como está puede usarse prácticamente para petróleos de viscosidad entre 10 000 y 30 000 S.S.U. y a medida que ésta aumenta, también aumentan aunque desproporcionalmente los gas

tos de bombeo y la inversión, de manera que por encima de cierto límite es imposible usar este sistema.

La dilución puede aplicarse cuando se cuenta con suficientes cantidades de diluyente, pero esto no siempre es posible o económico; además, debe construirse otro oleoducto en sentido contrario al troncal, para retornar el diluyente. Puede lograrse también emulsiones estables, pero los agentes son aún muy caros.

El calentamiento es conveniente para líneas cortas con pocas estaciones recalentadoras; es probablemente el método más práctico en uso, pero su economía cambia rápidamente con crudos extremadamente viscosos.

Las fajas transportadoras de alta velocidad requieren una inversión inicial y un mantenimiento tan altos, que sólo son aplicables para crudos en extremo viscosos.

La adición de agua se basa en que bajo ciertas condiciones, el agua forma un anillo alrededor del crudo. Este procedimiento promete excelentes resultados, pero aún se encuentra en proceso experimental.

3.- EL PETROLEO EN GUATEMALA

3.1.- EXPLORACION

La exploración es la primera fase de la industria petrolera y tiene por objeto localizar y definir las estructuras y trampas geológicas que bajo ciertas condiciones, puedan contener petróleo. Desafortunadamente, esta etapa es aún la más ardua e imprecisa y la existencia de hidrocarburos debe comprobarse con la costosa perforación de pozos exploratorios.

La región del país donde podrían haber ocurrido las condiciones necesarias para la generación y acumulación de hidrocarburos, ocupa las tierras bajas de la vertiente atlántica, cubriendo el departamento de El Petén y la parte norte de los departamentos de El Quiché, Alta Verapaz e Izabal. Esta región presenta serranías bajas y extensas planicies, cubiertas por selva tropical húmeda en el sur, sabanas abiertas en la parte central y vegetación arbustiva decidua y pantanos en el norte.

Geológicamente, la región petenera está formada por sedimentos cretácicos y terciarios, dominando las calizas, dificultándose el estudio de sus escasos afloramientos por la espesa cubierta vegetal; en Izabal, las rocas sedimentarias marinas adoptan una disposición más compleja.

Para efectuar las solicitudes de las áreas

de derechos de exploración, las compañías interesadas hicieron desde 1954 estudios generales, basados en mapas geológicos, fotogeología y datos de un levantamiento gravimétrico efectuado en 1947., en el noroeste del Petén. Una visión de conjunto de las características de toda la zona fué proporcionada por un levantamiento aeromagnetométrico y por otro en que se utilizó el método electrónico Shoran.

Para correlacionar los datos obtenidos por estudios anteriores, se empleó con éxito el método gravimétrico en el norte y noroeste del Petén y se comprobaron estos resultados con el método sísmico, lo que llevó a tres diferentes compañías a la perforación de los pozos exploratorios "San Francisco No. 1", "Laguna Blanca No.1" y "San Román No.1".

En la región sur y occidental del Petén, con el estudio de la geología superficial se definió la gran estructura de Chinajá, sobre la cual se perforó el pozo del mismo nombre.

En Izabal, la misma técnica llevó a la perforación del pozo "Livingston No.1", sobre ese anticlinal y breves estudios gravimétricos condujeron a la del pozo "Castillo Armas No.1".

Este último fué el primero que se perforó, a principios de 1958 por Story J. Sloane, cerca de -

la población de Morales, empleando equipo portátil - liviano suspendiéndose la perforación a 1370 metros, debido a dificultades mecánicas.

No se encontraron manifestaciones de hidrocarburos, pero sondeos más profundos podrían arrojar resultados más satisfactorios.

El segundo fué el "Livingston No.1", perforado por la Compañía Guatemalteca California de Petróleo, con equipo semi-portátil de una capacidad de 2140 m., alcanzando 2557 m., con instalaciones auxiliares en mayo de 1959, pero no se encontraron manifestaciones de hidrocarburos en cantidades apreciables.

El tercer pozo, "Laguna Blanca No.1", lo abrió la Petroleum Investments (Overseas) Limited, - del grupo Shell, con equipos especiales; desde los - 670 m., se encontraron pequeñas manifestaciones de hidrocarburos gaseosos, pero se suspendió la perforación a 980 m., en julio de 1959, al encontrarse la formación denominada Macal, ya que perforaciones anteriores en Belice, habían demostrado que ésta no - presenta características favorables para la acumulación de petróleo.

El cuarto fué el "San Francisco No.1", que perforó la Guatemala Atlantic Corporation, usando i-

nicialmente equipo de cable con 1830 m. de capacidad, pero a 125 m. graves deficiencias mecánicas determinaron su taponamiento, trasladando lateralmente el e quipo a una distancia de 10 m., donde se comenzó el "San Francisco No.1-A", que llegó a alcanzar el lími te del equipo, a fines de 1959, por lo que se susti- tuyó por otro, rotativo liviano de 2140 m., de capa- cidad, continuándose la perforación, que hubo de sus- penderse a 1950 m., al encontrar la formación Macal. Se encontraron pequeños indicios de hidrocarburos y un horizonte de agua salada con un porcentaje muy ba jo de petróleo.

El quinto pozo que se perforó fué el "Chi- najá No.1", por la Ohio Oil Company of Guatemala, - con equipo moderno, semipesado de 7000 m., de capaci- dad, siendo la maquinaria más pesada y de mayor capa- cidad que se ha empleado en Centro América, usando a demás equipos especiales para el registro de hidro-- carburos.

Durante la perforación se presentaron va- rias dificultades, por la pérdida del fluido de in-- yección, salvándose con operaciones adecuadas de ce- mentación. A 3160m., se comprobó la existencia de - petróleo, aunque no en cantidades comerciales. A los 3230 m., una fuerte cantidad de ácido sulfhídrico -

causó daños tan graves, que se colocó un tapón y una cuña a 2040 m., y se reanudó la perforación de un pozo desviado que llegó con éxito a 3294 m., donde nuevamente las aguas sulfurosas invadieron el pozo, que hubo de ser taponado en marzo de 1960.

El sexto fué el "San Román No.1", perforado por la Ohio Oil Company of Guatemala, usando el mismo equipo de Chinajá que hubo de ser taponado en octubre de 1960, a los 3200 m., por dificultades mecánicas, habiéndose encontrado vestigios de hidrocarburos.

En San Luis, Petén, la Signal Exploration de Guatemala perforó el séptimo pozo, "Canchacán No. 1", que alcanzó 1117 m., en marzo de 1961, habiéndose encontrado pequeñas manifestaciones de hidrocarburos.

El último pozo perforado fué el "La Pita No.1", por la Ohio Oil Company of Guatemala, que alcanzó 3495 m., en noviembre de 1961, habiéndose encontrado aquí mayores manifestaciones de petróleo que en los otros pozos.

Próximamente, la Esso Standard (Guatemala) Inc., iniciará la perforación del pozo "Petén Itza No.1", cerca del lago del mismo nombre. Asimismo, la Texas Oil Co., está construyendo un camino para

llegar al sitio donde perforará el pozo "El Tigre -- No.1".

Así pues se han perforado ocho pozos exploratorios y pronto se abrirán otros dos, habiéndose encontrado muestras de petróleo en calizas y dolomitas cretácicas en algunos de los primeros, lo que permite creer que ha habido generación de petróleo y que existen condiciones estructurales y estratigráficas donde pudo haberse acumulado. Sin embargo, para investigar las posibilidades de una cuenca del tamaño de la de El Petén, se requiere la aplicación inteligente de un gran esfuerzo exploratorio, soportado por considerables inversiones que permiten la apertura de un gran número de pozos de exploración, durante varios años de trabajo continuo. Además, las condiciones de acceso del área son sumamente difíciles, lo que encarece considerablemente los costos de movilización de los equipos de perforación.

3.2.- TRANSFORMACION

Hasta la fecha se han otorgado tres derechos de transformación en el área de Matías de Gálvez:

- A). A la Breaux Bridge Oil Refining Co. Inc., para una refinería de 4 000 barriles diarios de capacidad, con un costo de Q.7 000 000.
- B). A la refinería Petróles Guatemaltecos (REPEGUA) con respaldo técnico y financiero de la Phillips Petroleum Company, para una refinería de 12 000 barriles diarios a un costo de Q.18 000 000.
- C). A la Compañía Petrolera Delhi Guatemala, para establecer una refinería de 10 000 barriles diarios de capacidad, con una inversión de 10 a 12 millones de Quetzales.

De las tres, únicamente la primera tiene ya sus instalaciones terminadas, incluyendo un oleoducto que llega hasta el muelle de Matías de Gálvez, y está en capacidad de operar con crudo de importación.

Todo parece indicar que este puerto, por su ventajosa localización, sus modernas instalaciones y su proximidad a las regiones de posibilidades petrolíferas del país, podrá llegar a ser un importante centro de refinación y distribución; de manera que será aquí a donde, probablemente, habrá de traer

se el crudo nacional al ser extraído, sea cual fuere la localización de sus fuentes en la región petenera.

3.3.- CONSUMO

En Guatemala, son consumidos anualmente, en la actualidad, más de 473 000 000 de litros — (125 000 000 de galones) de productos derivados del petróleo, de todas clases, que han de ser importados a un costo de Q.12 000 000, ocasionando una fuerte salida de divisas.

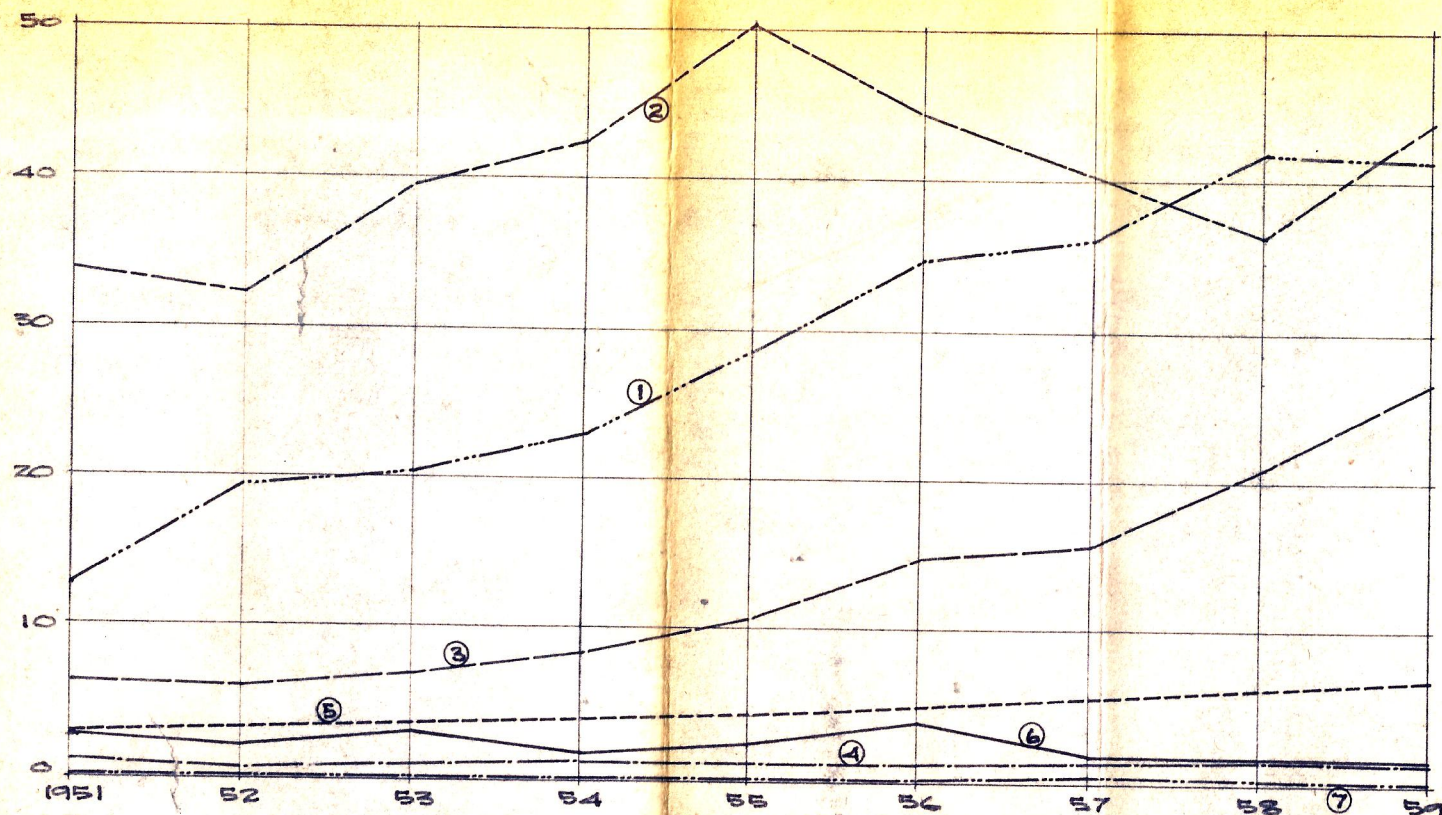
Tal consumo equivalente a 1 270 000 litros (8 000 barriles) diarios en 1959, representa el duplo del mismo en 1951, sólo ocho años antes y todo indica que continuará aumentando en el futuro. En el Capítulo 3.4 se computarán esos incrementos, con el empleo de distintos métodos de predicción.

El Cuadro 1 y los Gráficos 1 y 2, que muestran las importaciones de productos derivados del petróleo de los años 1951 a 1959, se han preparado a base de los elaborados por la Dirección General de Minería e Hidrocarburos, con datos proporcionados por la Dirección General de Estadística, no habiendo sido posible obtener datos más recientes.

CUADRO 1IMPORTACION DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO

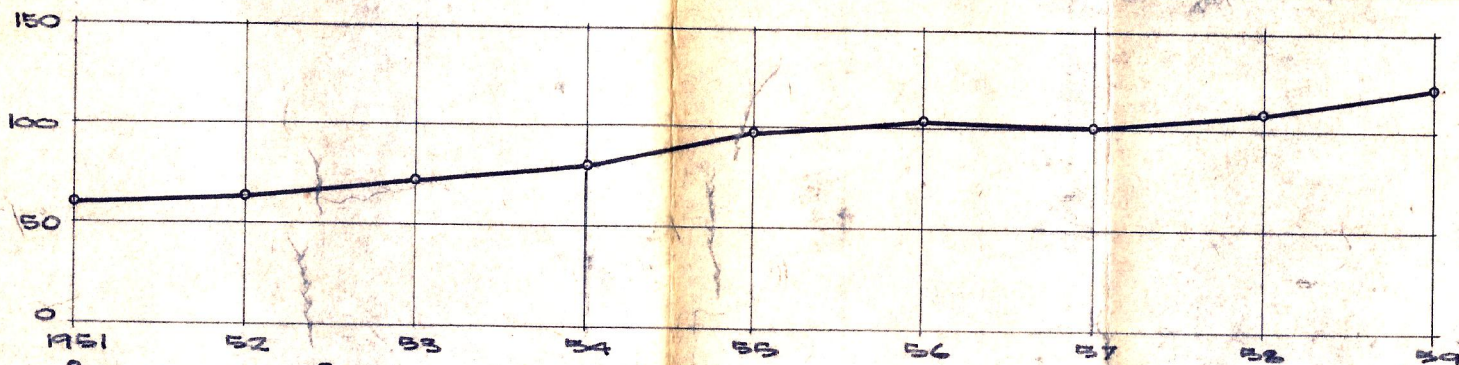
En Millones de Galones (1 galón = 3.785 litros)

	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959
Gasolina y Naftas	12.90	19.38	20.43	22.94	28.37	34.53	35.98	41.66	41.39
Petróleo Crudo	33.79	32.24	39.43	42.16	50.11	44.25	40.18	36.38	43.92
Aceites Combustibles Medianos y pesados para motores de combust. interna	6.47	6.36	7.11	8.54	10.66	14.86	15.70	20.88	26.80
Aceites lubricantes no denominados	1.18	0.69	1.02	1.29	1.28	1.40	1.59	1.94	1.60
Kerosina y Aceites combustibles similares	3.08	3.67	3.91	4.31	4.57	5.31	5.86	6.46	7.02
Gasolina de Aviación	2.98	2.17	3.19	1.86	2.55	4.04	1.94	1.93	1.77
Bencina de Petróleo y otros aceites combustibles livianos y solventes	0.05	0.05	0.06	0.06	0.05	0.04	0.18	0.06	0.03
TOTAL	60.45	64.56	75.15	81.16	97.59	104.43	101.43	109.31	122.53



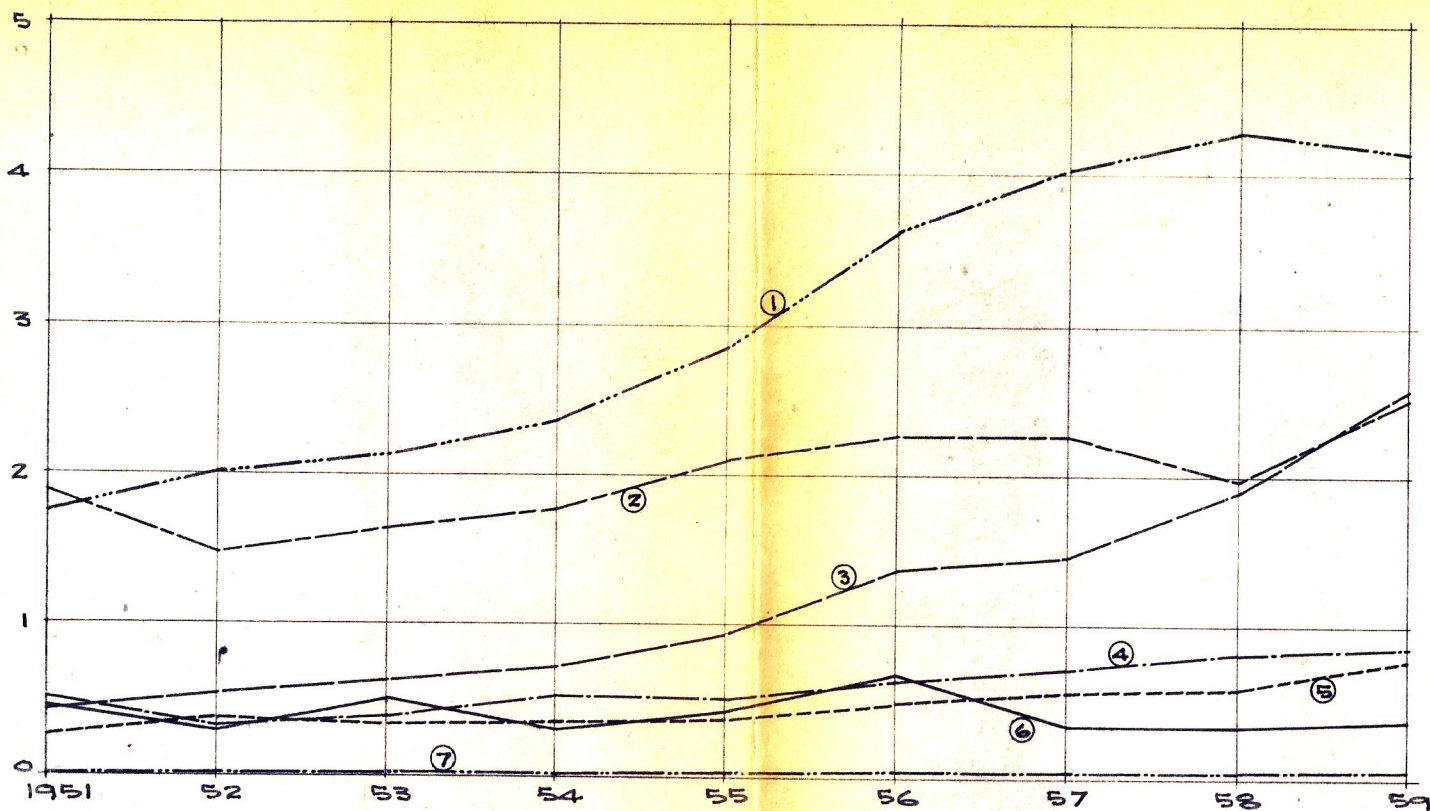
IMPORTACIONES PARCIALES, EN MILLONES DE COLONES.

GRÁFICO 1



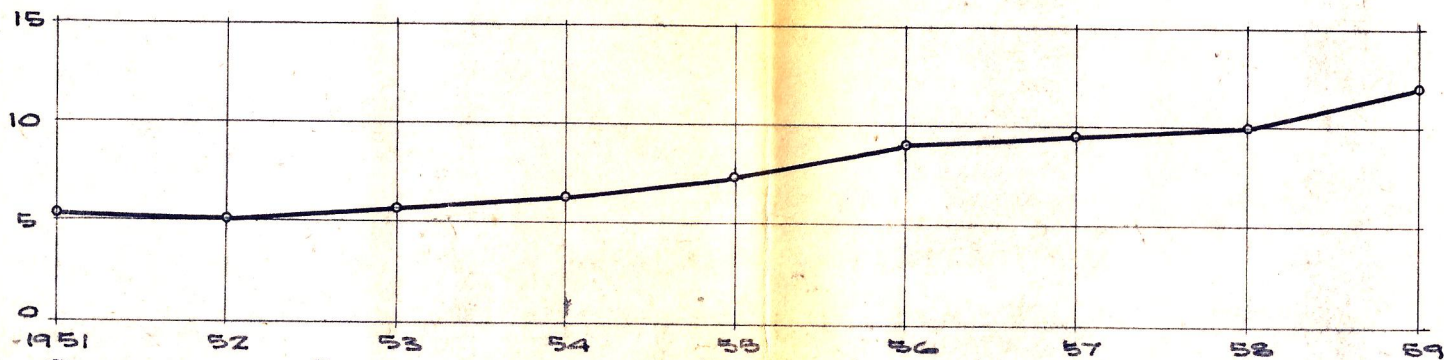
IMPORTACIONES TOTALES, EN MILLONES DE COLONES.

GRÁFICOS BASADOS EN LOS ELABORADOS POR LA DIRECCIÓN GENERAL DE MINERÍA E HIDROCARBUROS, CON DATOS PROPORCIONADOS POR LA DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICA.

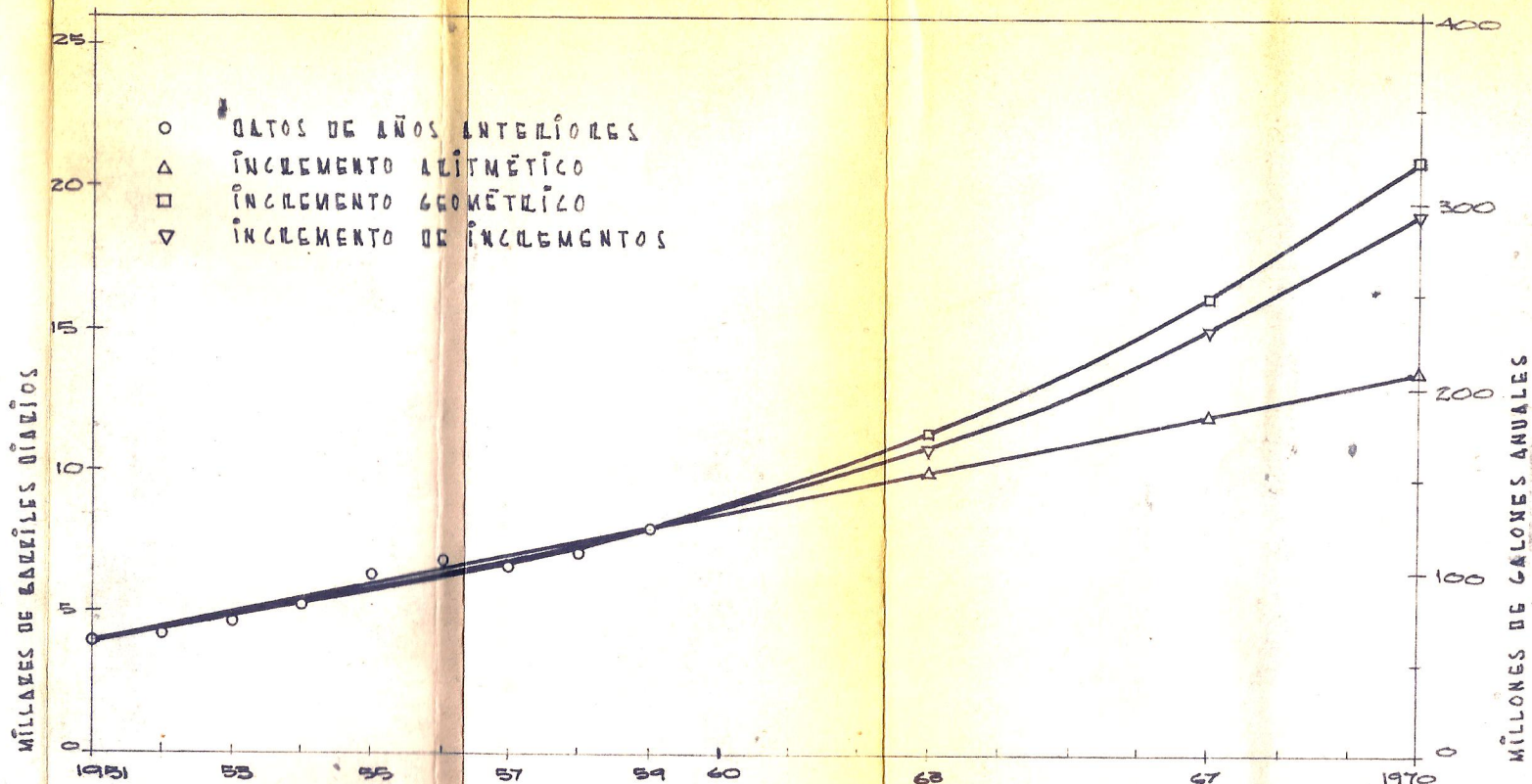


IMPORTACIONES PARCIALES, EN MILLONES DE QUETZALES.

GRÁFICO 2



IMPORTACIONES TOTALES, EN MILLONES DE QUETZALES.



FUTURA DEMANDA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, EN TOTALES.

GRÁFICO 3

- ① GASOLINA Y NAFTAS.
- ② PETRÓLEO CRUDO.
- ③ ACEÍTES COMBUSTIBLES MEDIANOS Y PESADOS PARA MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA.
- ④ ACEÍTES LUBRICANTES NO DENOMINADOS.
- ⑤ KEROSINA Y ACEÍTES COMBUSTIBLES SIMILARES.
- ⑥ GASOLINA DE AVIACIÓN.
- ⑦ BENCINA DE PETRÓLEO Y OTROS ACEÍTES COMB. LIVIANOS Y SOLVENTES.

NOMENCLATURA EMPLEADA

3.4.- FUTURA DEMANDA

Debido a que la utilización de los productos derivados del petróleo es cada vez mayor y a que las operaciones de la industria petrolera se preveen para largos períodos, como lo contempla el Código del Petróleo, al fijar la vigencia de los derechos de transformación y de transporte en cuarenta años prorrogables a períodos iguales, es conveniente el conocimiento de los métodos de predicción de futura demanda de estos productos.

Como una ilustración se ha preparado el Gráfico 3, en que se hace una estimación de la demanda nacional de hidrocarburos para el año de 1970, empleando tres sistemas analíticos corrientes de predicción, con los datos del Cuadro No.1.

A). Incremento Aritmético:

$$C_{70} = C_{59} + \frac{C_{59} - C_{51}}{8} \times 11$$

$$C_{59} = 122.53$$

$$C_{51} = \frac{60.45 - 62.08}{8} \times 11 - = 85.36$$

$$C_{59} = \frac{122.53 +$$

$$C_{70} = 207.89$$

B). Incremento Geométrico:

$$\log C_{70} = \log C_{59} + 11 \frac{\log C_{59} - \log C_{51}}{8}$$

$$\log C_{59} = 2.088248$$

$$\log C_{51} = \frac{1.781396}{0.306852} \times \frac{11}{8} - = 0.421925$$

$$\log C_{59} = \quad \quad \quad 2.088248 +$$

$$\log C_{70} = \quad \quad \quad \underline{2.510173}$$

$$C_{70} = \quad \quad \quad 323.22$$

c). Incremento de Incremento:

Año	Consumo	Incremento	Incremento de incr.
1951	60.45		
1952	64.56	4.11	6.48
1953	75.15	10.59	- 4.58
1954	81.16	6.01	10.42
1955	97.59	16.43	- 9.59
1956	104.43	6.84	- 9.84
1957	101.43	- 3.00	10.88
1958	109.31	7.88	5.34
1959	122.53	13.22	
Total		62.08	9.11
Promedio		7.76	1.30

$$C_{70} = C_{59} + 11 \times 7.76 + (1+2+3\dots+11) \times 1.30$$

$$C_{70} = C_{59} + 11 \times 7.76 + 66 \times 1.30$$

$$C_{59} = \begin{array}{r} 122.53 \\ 85.36 + \\ 85.80 \\ \hline \end{array}$$

$$C_{70} = 293.69$$

4.- LA REGION ATRAVESADA

4.1.- TOPOGRAFIA

El área situada entre los puertos Modesto Méndez y Matías de Gálvez, presenta dos regiones claramente marcadas, de diferente topografía, separadas por el Río Dulce.

- A). La región Oeste, limitada por el Río Sarstún, - la bahía de Amatique, el Río Dulce, el Golfete y la Sierra de Santa Cruz; es baja y pantanosa, cubierta de espesa vegetación y sus únicas pequeñas elevaciones de terreno las constituyen - las últimas estribaciones de la sierra.
- B). La región Este, limitada por el Golfete, el Río Dulce, la Bahía de Amatique y la Bahía de Santo Tomás; es quebrada y montañosa ya que allí termina la Montaña del Mico, aunque no se encuentran elevaciones de importancia; en esta región se encuentran frecuentes cañadas que acarrean gran cantidad de agua durante la época de las lluvias.

El Río Dulce es profundo y de poca pendiente, alcanzando gran anchura en ciertos lugares, estrechándose en otros entre abruptas paredes verticales de gran altura.

Toda la zona se encuentra en su mayor parte cubierta por una espesa selva tropical de difícil penetración y a excepción de esporádicas viviendas -

aisladas, se halla completamente deshabitada.

4.2.- CLIMA

- A). La temperatura es bastante elevada en toda la región, siendo marzo y abril los meses más cálidos y enero y febrero los menos rigurosos; la máxima diferencia de temperaturas ocurre durante el mes de abril.
- B). La precipitación es muy abundante durante casi todo el año, especialmente en julio y octubre, siendo más baja durante los primeros meses.
- C). La dirección dominante de los vientos es la Noroeste Sureste, pero su efecto no es muy importante a excepción de los esporádicos "vientos fuertes", ya que la zona se encuentra dentro del radio de acción de los huracanes del Caribe.
- D). La insolación es muy irregular, siendo a veces de fuerte intensidad y presentándose otras veces cielos nublados durante varios días seguidos.
- E). La humedad ambiente es considerablemente elevada, lo cual se explica por su situación geográfica y su exuberante vegetación.

El cuadro 2 presenta los promedios de las temperaturas máximas y mínimas y los valores promedios de precipitación, obtenidos con datos recogidos en los últimos trece años por el Observatorio Nacio-

nal Meteorológico y aunque han sido tomados en Puerto Barrios, pueden hacerse extensivos a toda la zona.

CUADRO 2

<u>TEMPERATURA DE LA REGION (° C.)</u>			
Mes	Máxima	Mínima	Diferen- cia.
Enero	26.1	18.9	7.2
Febrero	28.9	18.3	10.6
Marzo	32.9	22.8	10.1
Abril	34.2	23.1	11.1
Mayo	33.5	23.7	9.8
Junio	32.6	24.2	8.4
Julio	27.7	23.7	4.0
Agosto	32.5	24.1	8.4
Septiembre	32.1	23.8	8.3
Octubre	30.1	23.1	7.0
Noviembre	29.8	22.8	7.0
Diciembre	26.8	21.0	5.8
Anual	30.6	22.6	8.0
		Precipitación (mm.)	Días de Llu- via.
Enero		169.3	12
Febrero		126.1	10
Marzo		91.9	7
Abril		120.4	6
Mayo		230.8	11
Junio		288.8	17
Julio		502.0	19
Agosto		346.7	19
Septiembre		323.9	16
Octubre		424.9	17
Noviembre		280.4	15
Diciembre		263.0	17
Anual		3 168.2	166

4.3.- VIAS DE COMUNICACION

- A). La Carretera al Atlántico, termina en Matías de Gálvez y en Puerto Barrios, llegando a este último también el ferrocarril y contando con un aeropuerto, por lo que se encuentran perfectamente enlazados al resto de la República.
- B). En Puerto Méndez termina la principal carretera petenera y el dragado efectuado por el FYDEP en el Río Sarstún, permite la navegación por éste y por la Bahía de Amatique hasta Puerto Barrios y Matías de Gálvez.
- C). El Lago de Izabal, el Golfete y el Río Dulce son navegables desde hace mucho tiempo, constituyendo incluso un importante centro de atracción turística; el puerto de Livingston, situado en la desembocadura cuenta además con una pista de aterrizaje.
- D). La Empresa Nacional de Fomento y Desarrollo Económico del Petén, tiene el proyecto de enlazar los Puertos de Méndez y Matías de Gálvez por medio de una carretera, e incluso comenzó los trabajos de construcción de una brecha de veinte metros de ancho, partiendo de éste último, pero hubo de suspenderlos por dificultades económicas.

5.- PROYECTO DEL OLEODUCTO

5.1.- LOCALIZACION

La selección de la ruta en el presente trabajo, se ha elaborado con base en los estudios fotogramétricos de la región efectuados por la Empresa Nacional de Fomento y Desarrollo Económico del Petén y por la Dirección General de Caminos, para el proyecto de construcción de una carretera entre Puerto Méndez y Matías de Gálvez.

El proyecto de localización puede verse en el mapa adjunto y tiene una longitud de 78 kilómetros, de los cuales, la primera mitad es baja y pantanosa, corriendo a lo largo del Río Sarstún, y la otra mitad es accidentada, como ya se indicara en el Capítulo 4.1.

Uno de los problemas más interesantes lo constituye el paso del oleoducto sobre el Río Dulce; en este trabajo se ha seleccionado tentativamente un punto donde éste es más estrecho, de márgenes abruptas y elevadas, siendo también aquí la mayor elevación de todo el trayecto, de unos 130 metros de altura.

Se ha considerado que si se construye la carretera antes mencionada, con un puente en este lugar, podría aprovecharse éste para soportar también el oleoducto; si esto no se realiza, deberá construirse especialmente una estructura colgante o de

otro tipo para soportarlo, no excluyéndose la posibilidad de que acaso resulte más económico tenderlo sobre el lecho del río, un kilómetro más al norte, haciendo una modificación en esta parte del proyecto.

También podría resultar conveniente modificar los últimos ocho kilómetros del proyecto, teniendo una tubería submarina en la Bahía de Amatique, hasta Matías de Gálvez, ya que la profundidad allí es de unos diez metros, en la misma forma en que se hizo el abastecimiento de agua potable de Puerto Barríos.

5.2.- PERFIL

El perfil de la línea se ha obtenido de fotografías aéreas de la región, empleando el estereoscopio con barra de paralaje. Aunque este procedimiento no tiene la precisión altimétrica de otros aparatos de orden superior, proporciona datos de suficiente aproximación para un trabajo de naturaleza preliminar, como el presente. La validez del procedimiento se comprobó con mediciones efectuadas personalmente en el terreno, empleando un altímetro de precisión, corrigiendo las variaciones horarias de presión atmosférica.

Las fotografías aéreas empleadas fueron las tomadas en 1954 a 9 756 m. (32 000') de altura, números 3684 a 3693 y 3724 a 3735. El procedimiento seguido fué el siguiente:

- A). Se marcan los puntos principales de cada fotografía, situados en la intersección de líneas rectas trazadas uniendo las marcas fiduciales.
- B). En cada par de fotos, se pasan estereoscópicamente estos puntos de una fotografía a la otra.
- C). Se mide la separación entre los puntos principales propios y pasados, en ambas fotos, debiendo ser aproximadamente iguales y se toma el promedio.

- D). Se colocan las dos fotos, de manera que los cuatro puntos principales queden sobre una recta (línea de vuelo o de azimut) y se fijan con pesos o tachuelas a una separación conveniente.
- E). Empleando el estereoscopio, se hacen coincidir las marcas de la barra de paralaje sobre un punto de cota conocida, con una lectura conven-
cional.
- F). Se toman lecturas de los puntos de cota desconocida, repitiéndolas unas cuatro o cinco veces y se promedian para cada punto.
- G). Se sacan las diferencias de paralaje de estos puntos de cota conocida.

H). Se aplica la fórmula:

$$dh = \frac{(H-h) dp}{b + dp} \quad , \text{ fórmula general para todo te-} \\ \text{rreno o .}$$

$$dh = \frac{H \cdot dp}{b} \quad , \text{ fórmula simplificada,}$$

en donde:

dh: diferencia de elevación del terreno, entre dos puntos,

dp: diferencia de paralaje,

H : altura de vuelo,

h : altura promedio del terreno,

b : distancia en mms. entre los puntos principa-
les, en el par de fotos empleado.

I). Para determinar la escala de la fotografía, se emplea la fórmula:

$$\text{escala} = \frac{f}{(H-h)}, \text{ en donde}$$

f : distancia focal de la cámara (153.45 mm. en este caso).

Para ilustrar el procedimiento empleado, - se presenta a continuación la obtención de la cota - de uno de los puntos utilizados en el perfil:

Paso C) Para este par de fotos (Nos 3373 y 3374)

$$b = \frac{95.6 + 95.2}{2} = 95.4 \text{ mm.}$$

Paso E) Punto de cota conocida, al nivel del mar:

Elevación: 0

Lectura : 22.40 (Promedio)

Paso F) Punto de cota desconocida:

Promedio de 5 lecturas: 22.77

Paso G) Diferencia de paralaje:

$$22.77 - 22.40 = 0.37$$

Paso H) Con la fórmula simplificada y

$$H = 32\ 000' = 9756 \text{ m.}$$

$$dh = \frac{9756 \times 0.37}{0.0954} = 37.83 \text{ m.}$$

La aproximación es de menos de:

$$\frac{H}{1000} = \frac{9756}{1000} = 10 \text{ m. de aprox.}$$

6.- DISEÑO

6.1.- SISTEMAS DE DISEÑO

En el diseño de oleoductos, dado su elevado costo, la economía juega un papel muy importante. Generalmente se utilizan métodos de tanteo: se desarrollan algunas soluciones que cumplan los requisitos hidráulicos y se examinan en base de sus costos de construcción y de operación, hasta seleccionar el diseño final.

Debido al carácter preliminar del presente trabajo y a la carencia de los datos definitivos, solamente se presentará aquí una somera descripción de uno de los procedimientos empleados en estos trabajos en el extranjero.

Las unidades más usuales en la Industria - del Petróleo, para el cálculo de oleoductos, son las siguientes:

Volumen.....	Barriles (de 42 galones - U.S. ó 159 litros)
Gasto.....	Barriles por hora.
Longitud.....	Piés o miles de piés (1'= .3048 m).
Viscosidad.....	Segundos en el Viscosímetro Saybolt Universal.
Temperatura.....	Grados Farenheit.
Presión.....	Libras por pulgada cuadra (0.070307 Kg./cm ²)
Gravedad Específica...	A.P.I.
Altura de Carga..	Piés de líquido (1'=.3048m.)

El primer paso en el procedimiento mencionado es obtener una lista de las características del líquido que va a ser transportado. En oleoductos para productos refinados esto no es ningún problema, pero el petróleo crudo requiere una investigación cuidadosa. Debe obtenerse la viscosidad del crudo a dos o más temperaturas y plotearse estos datos en un papel especialmente preparado por la A.S.T.M., (American Society of Testing Materials). De aquí puede obtenerse la viscosidad correspondiente a la temperatura de trabajo. Además debe conocerse la gravedad específica y la presión del vapor. Luego se determina de la manera más aproximada el promedio de temperatura a que se trabajará; en áreas ya desarrolladas ésta puede obtenerse de oleoductos existentes.

Teniendo la lista de los datos básicos y la temperatura de trabajo, se calcula la pérdida de carga por fricción en la tubería. Las fórmulas empleadas para esto son de base empírica y muy diversas.

Las más frecuentemente usadas son:

La fórmula de Darcy, conocida también como de Weisbach, de Darcy-Weisbach, o de Fanning, de la forma:

$$h_1 = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}$$

que puede escribirse:

$$dP = 0.000216 \frac{f L g Q^2}{d^5}$$

y la fórmula de Hazen-Williams, que puede escribirse:

$$dP^{0.54} = \frac{162.04 Q' g^{0.54}}{c d^{2.63}} \quad \text{por milla}$$

en las cuales:

dP : pérdida de carga.....libras por pulgada cuadrada.

Q : Gasto.....Galones por minuto

Q' : Gasto.....Barriles por hora

L : Longitud del tubo.....Piés.

g : Gravedad específica...

d : Diámetro int. del tubo...Pulgadas

f : Factor de Fricción....

c : Factor de Fricción....

Como estas fórmulas, especialmente la segunda, son de difícil resolución al usarlas directamente para obtener el diámetro del tubo para una presión dada, es preferible emplear el método que sigue, ya que reduce el número de cálculos y permite una comprobación para evitar errores aritméticos.

Primero se seleccionan por estimación, o empleando nomogramas, dos o tres diámetros comerciales de tubería que sean capaces de permitir el gasto. Luego se escogen tres válvulas de paso que cubran ampliamente los requerimientos de la válvula deseada.- Con estas tres válvulas y los dos diámetros, se computan por las fórmulas citadas las seis correspondientes pérdidas de carga por fricción, por cada 1 000 piés (300 m.) de tubería y se plotean contra el gasto en papel logarítmico, de preferencia de tamaño grande, de dos en dos ciclos. Los puntos así ploteados para cada tamaño de tubo deben quedar, para propósitos prácticos, en una misma recta. Si es to no se cumple, se debe a algún error cometido, que ha de revisarse.

Las pérdidas ploteadas en esta forma dan una imagen gráfica del oleoducto y son una gran ayuda para determinar presiones de bombeo, número de ca sas de bombas y capacidad futura del oleoducto. Casi todos se diseñan para operar bien en la región de flujo turbulento; sólo petróleos extremadamente vis cosos se operan en flujo laminar.

De las rectas del gráfico se obtiene la pérdida de carga por cada 1 000 piés (300 m.) para el gasto de diseño, que por la longitud del oleoducto -

da la pérdida total, la que se suma o resta a la carga estática obtenida del perfil. El resultado es la carga total requerida para obtener el gasto deseado. Con estos datos se elabora un gráfico sobre el perfil, el que permite hacer una primera estimación del número de estaciones de bombeo que se requieren.

El diseño aquí se vuelve una cuestión de economía: el costo inicial de las estaciones de bombeo más su costo de operación debe balancearse con los costos de varios diámetros y espesores de tubería y su colocación. Una vez efectuada la selección final, se repiten todos los cálculos para las válvulas y tubos escogidos, exactamente; también se calcula el esfuerzo del tubo para la presión de trabajo y el factor de seguridad necesario.

Con respecto a las bombas puede decirse que, incrementando la presión de descarga, se reduce el diámetro necesario de la tubería, pero se alcanza un punto en que si se continúa aumentando la presión, aumentan también los costos de bombeo y de tubería; hace requerir además, mayor potencia de las bombas, lo cual significa mayores gastos de combustible y mantenimiento. Parece ser que son favorables las presiones de hasta 70.3 Kg./cm^2 (1000 psi.) en oleoductos de gran diámetro y de hasta 105.45 Kg./cm^2 -

(1500 psi) en los pequeños; en los gasoductos las presiones llegan generalmente hasta 140.6 Kg./cm^2 (2000 psi).

El diseño de tuberías de succión entre las bombas y los depósitos de almacenamiento se hace en la misma forma que se indicó arriba. La baja carga disponible para producir la succión necesaria hace de la presión del vapor del líquido un factor significativo.

Es siempre deseable conservar la Carga Positiva Neta de Succión (NPSH) disponible de las bombas, por encima de la mínima que requieren las curvas de las casas fabricantes.

Además, como se sabe, los fabricantes de bombas centrífugas publican las curvas de eficiencia de sus bombas, solamente para el caso de operar con agua a cierta velocidad, de modo que estas curvas de ben transformarse para operaciones con el líquido particular a la velocidad de uso.

6.2.- APLICACION

En este trabajo se ha hecho un ensayo de a plicación del procedimiento de diseño descrito en el punto anterior, hasta donde ha sido posible, utilizando los siguientes datos:

GASTO.....1 000 barriles por hora (24 000 barriles diarios, superior al - consumo nacional en 1970; v. - cap.3.4)

TEMPERATURA...80° F. (26.6° C.; v.cap. 4.2)

LONGITUD.....48.5 millas (78.0 Km.; v. cap. - 5.1)

PRESION DE TRA

BAJO.....105.45 Kg./cm² ó 1 500 libras-
por pulgada cuadrada (v.cap.6.1)

GRAVEDAD ESPE-

CIFICA.....0.85 (35° A.P.I. a 60° F.)

C:.....140 (Tubería de acero centrifuga
do).

F:.....0.008 (Crane Co. 1957).

Y se ha obtenido que una tubería de 10" de diámetro nominal, calibre 160 (28 mm. de espesor) podría ser utilizada, con una pérdida de carga de 0.22 Kg./cm² por Km. (5 libras por pulgada cuadrada por milla).

Dada la escasa longitud del trayecto, una sola estación de bombeo en Puerto Méndez, sería sufi-
ciente. No ha sido posible efectuar el estudio com-

pleto, dado que pueden emplearse únicamente datos hi
potéticos y por no disponer de la información neces
aria sobre el aspecto económico de las instalaciones.

7.- CONSIDERACIONES FINALES

- A). El día que Guatemala cuente con una producción petrolera en cantidad comercial, habrá de pensarse en el problema de llevarlo de las fuentes de producción a los centros de transformación y distribución, para su aprovechamiento.
- B). Cuando esto suceda, solamente podrá pensarse en la construcción de oleoductos, como el aquí presentado, cuando se cuente con una fuerte producción, dado el elevado costo de los mismos.
- C). Sin embargo, en este caso, esta solución habrá de preferirse a los otros medios de transporte de petróleo, debido a la considerable rebaja de precios que consigue.
- D). Es conveniente adelantarse a considerar la naturaleza de los problemas que se presentarán en esta clase de trabajos y en las soluciones técnicas que sean requeridas.
- E). Se espera haber llenado los propósitos que animaron la elaboración del presente trabajo, al exponer los aspectos más generales de este campo, casi desconocido en nuestro medio,

con una aplicación para nuestro país en el proyecto PUERTO MENDEZ- MATIAS DE GALVEZ.

Héctor Sánchez Latour

Vº.Bº.

Imprimase:

Ing. Alfonso Campins
Asesor

Ing. Roberto Zepeda A.
Decano Interino

ENTIDADES QUE COLABORARON

DIRECCION GENERAL DE MINERIA E HIDROCARBUROS

OBSERVATORIO NACIONAL METEOROLOGICO

EMPRESA NACIONAL DE FOMENTO Y DESARROLLO DEL PETEN

DIRECCION GENERAL DE ESTADISTICA

DIRECCION GENERAL DE CAMINOS

BIBLIOGRAFIA.

- BALL, MAX W. This Fascinating Oil Business
New York, Bobbs-Merrill Co., 1940.
- DUNSTAN, NASH, BROOKS, TIZARD The Science of Petroleum
Vol. 1, London, Oxford University Press, 1938
- ENGINEERING DATA BOOK 7a. ed. Tulsa, Okla.
National Gasoline Supply Men's Assoc., 1957
- FLOW OF FLUIDS THROUGH VALVES, FITTINGS and PIPE
Technical Paper No.410, Chicago Ill.,
Crane Co., Engineering Division, 1957
- GUATEMALA, DIREC. GRAL. DE MINERIA E HIDROCARBUROS
Aspectos de la Exploración Petrolera en Guate.
Guatemala, 1960, ined.
- GUATEMALA, LEYES, DECRETOS, etc. Código de Petróleo,
Decreto 345, 3a. ed.
Guatemala, Tipografía Nacional, 1957.
- HAGER, D. Fundamentals of Petroleum Industry, 1a.ed.
6a. impr. New York, McGraw-Hill, 1939
- LLOYD, J.J. y GABRIEL DENGÓ Posibilidades Petrolíferas de la Cuenca del Petén, Guatemala.
Guatemala, Impr. Universitaria 1960.
Boletín de la Facultad de Ingeniería I (9):3-11
- McCRAY, A. & FRANK COLE Oil Well Drilling Technology
Norman, Okla., University of Oklahoma Press, 1959
- MAESTRO DE LEON, A. El Petróleo en el Mundo Moderno
Madrid, Ed. Pace, 1944
- RUF, HEINRICH Tecnología del Petróleo
Madrid Ed. Tecnos, 1957
- UREN, LESTER C. Petroleum Production Engineering, -
3a. ed.
New York, McGraw-Hill, 1946
- INDUSTRIE FRANÇAISE DU PETROLE 1958-59 Paris
Union des Chambres Syndicales de L'Industrie Française du Pétrole, 1960.

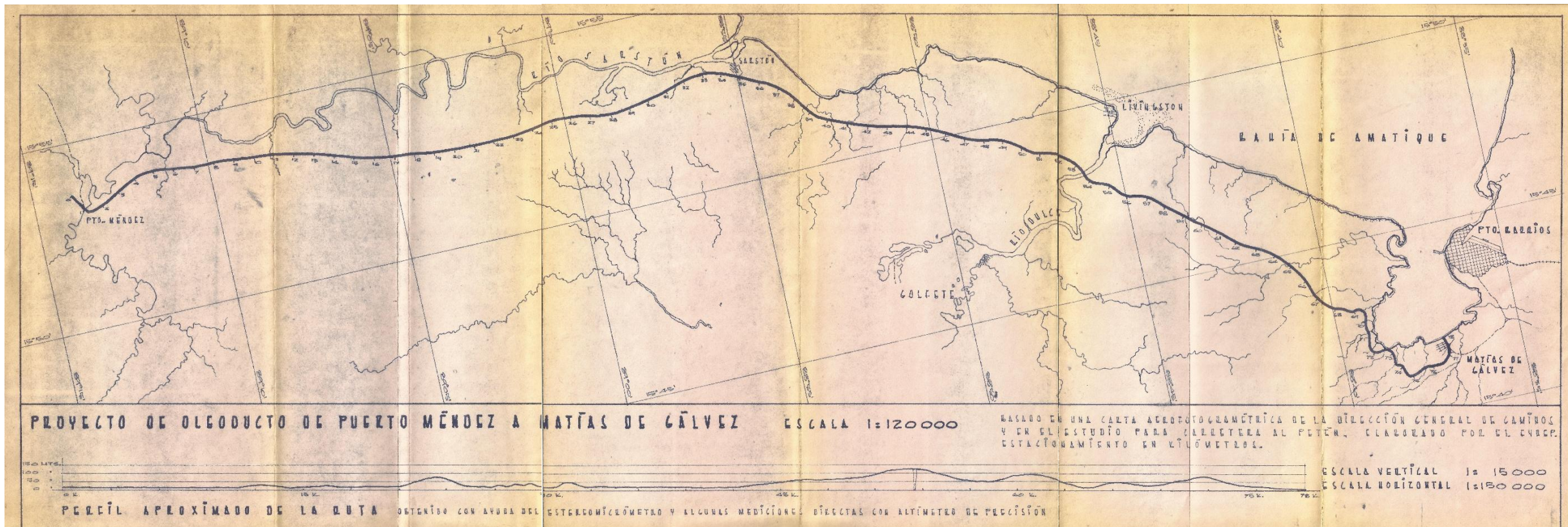
INDUSTRIES ET TECHNIQUES. Paris, Centre National -
des Industries et Techniques, et Centre Français
de Productivité, abr. 1960.

PETROLE FRANÇAIS Paris, Association pour la Diffu-
sion de la Pensée Française. Tendances No.1 -
ler. trim. 1959.

PETROLEO INTERAMERICANO Tulsa, Okla. Petroleum Publi-
shing Co., jul 1961.

OIL AND GAS JOURNAL, Tulsa, Okla. oct. 27, 1958.

OIL AND GAS JOURNAL, Tulsa, Okla. mayo 25, 1959.



PROYECTO DE OLEODUCTO DE PUERTO MÉNDEZ A MATÍAS DE CALVEZ ESCALA 1:120 000

BASADO EN UNA CARTA AEROFOTOGRAFICA DE LA DIRECCION GENERAL DE CAMINOS Y EN EL ESTUDIO PARA CARRETERA AL PETEN, ELABORADO POR EL CUBEP. ESTACIONAMIENTO EN KILOMETROS.



ESCALA VERTICAL 1:15 000
ESCALA HORIZONTAL 1:150 000