

ANO DEL LIBERTADOR MARISCAL CASTILLA

ESCUELA NACIONAL DE INGENIEROS

DEPARTAMENTO DE PETROLEO

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE INGENIERO DE PETROLEO

- - - - -

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE LAS POSIBLES
SOLUCIONES AL TRANSPORTE DEL PETROLEO DE

LA MONTAÑA A LA COSTA

EX-ALUMNO GENARO FERNANDEZ ANDRADE

PROMOCION 1952

MAYO - 1954.

PROLOGO

Con la dación de la nueva Ley de Petróleo, se ha iniciado una nueva etapa en la explotación de nuestra riqueza petrolera, prueba palpable de ello son los recientes denuncios de concesiones de exploración hechos por compañías nacionales y extranjeras, tanto en la Costa como en la Sierra y así como también en la Montaña.

De éstas tres regiones, quizá la de más perspectivas sea nuestra selva, de la que me voy a ocupar en el presente proyecto.

Sabido es que la explotación en vasta escala de los posibles yacimientos de nuestra selva sólo será económicamente posible cuando se cuente con una salida para el Pacífico, de ninguna manera para el Atlántico utilizando la vía fluvial, la que aparte de una navegación de casi 3000 millas sólo desde la confluencia del Marañón con el Ucayali, tendría que competir con el petróleo venezolano.

De lo dicho anteriormente se deduce que la construcción de un oleoducto será la única solución a éste problema.

Desde que la construcción de un oleoducto solo será posible cuando se dispenga de una producción que justifique su construcción, nos hemos ocupado en el presente proyecto del estudio técnico económico de las principales zonas de nuestra selva que desde el punto petrolero ofrece las mejores posibilidades.

Las zonas que hemos considerado para nuestro estudio son tres las que de acuerdo a los recientes denuncios y estudios de exploración presentan las perspectivas más favorables.

Cada zona se ha estudiado en forma independiente, asumiendo para cada caso las condiciones más desfavorables. En dicho estudio se ha considerado los sistemas de transporte con que puede contar cada sector, así como también se indica cual ha de ser el sistema de transporte que debe ser adoptado en determinada etapa de la explotación por ser el más económico.

EL PETROLEO DE LA HOYA AMAZONICA

En el mapa adjunto se muestra las tres cuencas que desde el punto de vista petrolero ofrecen mayores perspectivas. Dichas cuencas son:

- 1.- La cuenca del río Pachitea (C)
- 2.- La cuenca de los ríos Santiago y Morona (A)
- 3.- La cuenca del río Ucayali (B)

El Ing^o Roberto L. Valverde conocedor de nuestra Montaña, describe dichas cuencas de la siguiente manera:

1.- LA CUENCA DEL RIO PACHITEA.- Esta región petrolera tiene como centro el sitio llamado "Aguas Calientes" que se encuentra en la hoya del río Pachitea, estando en la actualidad bajo el control de la compañía norteamericana que ha realizado trabajos de explotación con el nombre de "Compañía Ganso Azul".

En esta región del río Pachitea, aparecen emanaciones petrolíferas, y así mismo favorables movimientos estructurales para la acumulación comercial del petróleo. Dentro de la concesión de Aguas Calientes se ubica el gran Domo denominado Shira. Además existe el anticlinal de Baños y el de Aguas Calientes. Son éstas circunstancias favorables las que determinaron a la citada compañía dar comienzo a la explotación comercial de esta importante sección petrolífera de nuestro territorio.

2.- LA CUENCA DE LOS RIOS SANTIAGO Y MORONA.- Esta sección petrolera de nuestra hoya, limítrofe con el Ecuador, tanto por los afloramientos de petróleo que en ella aparecen, así como por la calidad de éste, y por los importantes movimientos favorables que en ella aparecen para la acumulación comercial del aceite, es una de las de mayor importancia.

Entre las numerosas filtraciones de petróleo de ésta región, se puede citar las siguientes: la del río Chicaísa, afluente del Marañón; la de la quebrada Chinipa, la de la quebrada Putuchin, afluente del río Santiago, de donde se ha sacado muestras de un petróleo de magnífica calidad; la de la quebrada de Yupacu que desemboca en el río Yuraico, afluente del río Santiago; y la de la quebrada de Yaupay, en la línea limítrofe con el Ecuador, y la de la quebrada de Caterpisa.

Muchas otras filtraciones deben haber; y se encontrarían por una prospección preliminar adecuada.

La cuenca del río Santiago acusa numerosas estructuras; y desde éste aspecto quizás sea la más interesante de la amazonía peruana.

Hay anticlinales, monoclinales y domos que han sido constatados y cuyo estudio merece sin duda la mayor atención.

3.- LA CUENCA DEL RIO UCAYALI.- Esta parte de nuestro territorio limítrofe con el Acre Brasileiro contiene los afloramientos de petróleo de la quebrada de Vivián, que es afluente del río Aguaya y el que es a su vez tributario del Cashiboya;

y también de los afloramientos de Contaya, Canchaguaya, Pisqui, etc.

La importancia de ella no sólo se debe a la presencia de los citados afloramientos petrolíferos, sino además y sobre todo, tiene importantes movimientos tectónicos, que han dado lugar a que concurren favorables condiciones para la existencia de estructuras propicias a la acumulación de petróleo. Existen varios anticlinales diferentes.

El rasgo estructural más notable del río Ucayali es la sierra de Contamana representada por un levantamiento monoclinal fallado de Norte a Sur. Además existe el anticlinal de Contaya en las inmediaciones del río del mismo nombre, el Domo de Santa Clara; las estructuras de Canchaguayo; el complejo de Chimbaca de Cantaya todo lo que da una importancia petrolera a la región.

ESTUDIOS DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE TRAN-
PORTE DE NUESTRA MONTAÑA

Desde que el tipo más adecuado de transporte depende del volumen de la producción, y de la ubicación de las principales cuencas en explotación, es evidente que las soluciones para cada una de ellas serán diferentes cuando la producción sea escasa durante los primeros años. Así por ejemplo los productos de petróleo de Ganso Azul necesariamente tiene que ser exportado por vía fluvial ya que ese es el medio más económico de hacerlo. No podríamos decir lo mismo del petróleo que podría explotarse de la región de los ríos Santiago y Morona, ya que más económico resultaría transportarlo por vía terrestre, porque hay caminos construidos hasta la proximidad de esa región; y más aún que el Ejecutivo ha autorizado la terminación de los tramos que faltan.

Teniendo en mente éstos factores se vá a estudiar las principales zonas petroleras. Anteriormente habíamos señalado que tres eran las más importantes zonas petroleras, y para nuestro estudio lo vamos a denominar: Sector "C", Sector "B" y Sector "A".

SECTOR "C"

De acuerdo al plano de denuncias de locaciones, hechas por las compañías que actualmente se encuentran operando en nuestra selva, debe considerarse la zona ubicada entre

el río Pachitea y el río Ucayali, como una de las de mayor posibilidades petroleras, por encontrarse parte de ella en actual explotación en el sector de Aguas Calientes.

Debido a la falta de los medios de transportes adecuados para la conducción del petróleo a la Costa, la actual explotación de dichos yacimientos se encuentra restringida.

Hasta ahora el único medio de transporte con que se ha dispuesto es el fluvial, el que ha hecho posible el abastecimiento de petróleo, y sus productos a algunos lugares de nuestra selva.

Actualmente se está llevando a cabo la construcción de la línea férrea de Tambo de Sol a Pucallpa, la que hará posible la unión de la Costa con la Selva, abriendo así nuevas posibilidades a la explotación del petróleo en esa región.

Las perspectivas de hallarse petróleo en cantidades comercialmente explotable son mayores que el de las otras zonas antes mencionadas. De allí que el estudio que se vá a realizar indicará el sistema de transporte más adecuado en determinada etapa de la explotación.

ESTUDIO DEL TRANSPORTE FLUVIAL.- Si durante los primeros años de la explotación, el sistema de transporte adoptado es el fluvial, los costos respectivos serán:

<u>RUTA</u>	<u>COSTO POR GALON</u>	<u>COSTO POR BBL.</u>
Iquitos-Pucallpa y viceversa	0.55	23.10
Iquitos-Manaos	0.32	13.44

La tarifa de transporte por galón de crudo ha sido obtenido de la "Tarifa de Fletes y Pasajes para la navegación fluvial del Nor-Oriente Peruano".

La tarifa un poco elevada entre Iquitos y Pucallpa en comparación con las que rigen entre Iquitos y Manaos, se debe a que los productos de petróleo son transportados en envases de 54 galones, empleando para ello chatas haladas por lanchas. En cambio las tarifas del transporte por galón entre Iquitos y Manaos han sido tomadas de las correspondientes a buques cisternas; ya que entre los mencionados puntos pueden navegar buques de gran calado.

Si asumimos que cuando la explotación de nuestra selva se intensifique las tarifas de transporte sean un 50% menor entre Iquitos y Pucallpa, se tendrá que el costo promedio del transporte por galón de petróleo entre Pucallpa y Manaos será:

$$0.32 + 0.5 \times 0.55 = 0.275 + 0.32 = \underline{0.595 \text{ soles}}$$

Luego el costo promedio del transporte por barril de 42 galones será:

$$0.595 \times 42 = \underline{25 \text{ soles}}$$

Ahora bien si suponemos que la producción de esta zona sea de 10,000 barriles por día, y que todo el petróleo va a ser exportado al Brazil (Manaos) el costo de transporte por día será:

$$10,000 \times 25 = 250.000 \text{ soles}$$

Si este sistema de transporte se continúa utilizando durante 10 años, manteniéndose el mismo promedio de producción diaria, el costo del transporte ascenderá a la suma de:

$$10 \times 365 \times 250.000 = 912.500.000 \text{ soles}$$

Si el ritmo de la producción creciera de tal modo que la producción promedio fuera: 15,000, 20,000, etc. barriles por día, el costo del transporte, de utilizarse este mismo sistema será:

PRODUCCION PROMEDIA EN 10 AÑOS <u>BBLs/DIA</u>	COSTO DEL TRANSPORTE DURANTE ESTE PERIODO <u>S/.</u>
10,000	912,500.000
15,000	1,368,750.000
20,000	1,825,000.000

Si el mercado de el petróleo de nuestra selva estuviera aún más alejado, el costo del transporte sería mayor; lo que nos está indicando la necesidad imprescindible de sacar nuestro petróleo a la Costa del Pacífico.

ESTUDIO DEL TRANSPORTE POR FERROCARRIL DE LIMA A PUCALLPA.-

Para poder estimar el costo de transporte por ferrocarril de la futura línea férrea de Pucallpa a Lima, será necesario conocer las tarifas de transporte de otras líneas férreas similares en actual operación.

De acuerdo con el perfil de la futura línea, ésta sólo puede ser comparada con la del Ferrocarril Central, y la del Ferrocarril de Mollendo a Cusco.

La tabla adjunta ha sido confeccionada de acuerdo a las tarifas que actualmente rigen en dichas rutas.

RUTA	DISTANCIA Kms.	COSTO DEL TRANSPORTE		
		Por Galón	Galón-Km.	BBL.-Km.
Lima a La Oroya	187	10 ctvs	0.053 ctvs.	2.2 ctvs.
Mollendo a Cusco	647	37 ctvs.	0.057 ctvs.	2.4 ctvs.

Luego el costo promedio por Bbl.-km. será : 2.3 ctvs.

Siendo la gravedad específica promedio del crudo 0.85, en una tonelada habrá 7.67 barriles. (barriles de 42 galones).

Por lo tanto el costo de transporte por Tn.-km. será:

$$2.3 \times 7.67 = 17.6 \text{ ctvs.}$$

Ahora bien si nosotros suponemos que cuando el ferrocarril de Tambo de Sol a Pucallpa entre en operación, dado el volumen de petróleo que se ha de transportar, las tarifas se reduzcan en un 50%; el costo del transporte en este caso sería como sigue:

$$2.3 \times 0.5 = 1.15 \text{ ctvs. por Bbl.-km.}$$

$$17.6 \times 0.5 = 8.8 \text{ ctvs. por Tn.-km.}$$

De acuerdo al proyecto, presentado por la compañía americana Morrison & Knudsen la longitud aproximada del tramo Tambo de Sol a Pucallpa será 610 kilómetros. Siendo el tramo de Lima a Tambo de Sol de 227 kilómetros, la longitud total de la línea que unirá Lima a Pucallpa será de 887 kilómetros.

En el proyecto presentado por dicha compañía se estipula que la capacidad máxima del ferrocarril será de 5,500

toneladas diarias. El proyecto engloba como fuentes que proporcionará carga al ferrocarril, los siguientes productos: madera, agricultura, minería y petróleo. Si convenimos que en el caso más favorable, el 60% de la capacidad del ferrocarril se destine al transporte del petróleo; la máxima cantidad expectable de ser transportado será: 3,300 toneladas por día. Si asumimos que la gravedad específica promedio del crudo es 0.85, el volumen equivalente en barriles será:

$$3,300 \times 7.67 = 25,400$$

COSTO DEL TRANSPORTE POR FERROCARRIL.- Hemos visto que el costo estimado del transporte de un Bbl-km. es 1.15 ctvs. Si suponemos que el volumen que va ser transportado sea de 10,000 Bbls/día. el costo que representará su conducción será:

$$10,000 \times 1.15 \times 887 = 102,000 \text{ soles}$$

Si se mantiene este sistema de operación durante 10 años, el costo de transporte sería:

$$102,000 \times 365 \times 10 = 372,000,000 \text{ soles}$$

Si el ritmo de la producción aumentara de tal manera que tenga que transportarse 15,000, 20,000, etc. barriles diarios, el costo de transporte respectivo será:

<u>BARRILES/DIA.</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE EN 10 AÑOS</u>
10,000	S/. 372,000,000
15,000	358,000,000
20,000	744,000,000

SECTOR "B"

La zona "B" se halla ubicada entre los ríos Ucayali y Huallaga.

Por tener esta región estructuras favorables, las perspectivas de hallar yacimientos de petróleo son idénticas a las de los otros sectores.

Por no contar esta región con vías de comunicación terrestre, el único medio de transporte del que se dispone es el fluvial. Así que al estudiarse el posible desarrollo petrolero de esta región se ha de suponer que en la fase inicial de ésta, el petróleo proveniente de sus campos va a ser exportado íntegramente al Brasil, y que el transporte se va llevar a cabo utilizando el curso del Ucayali.

Las tarifas que van a regir durante éste período se van asumir iguales a las que se han asumido para el Sector "C". Es decir que va a ser el siguiente:

<u>RUFA</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE POR BBL,</u> S/.
Orellana - Iquitos	11.55
Iquitos - Manaos	13.45

De acuerdo al cuadro, el costo que representaría el transporte de un barril de petróleo de Orellana a Manaos sería 25 soles.

Ahora bien si suponemos que la producción promedio de esta zona sea de 10,000 barriles por día, el costo de transporte de este volumen por día será:

$$25 \times 10,000 = 250,000 \text{ soles}$$

Si tomáramos como término medio de operación de este transporte 10 años, el costo de transporte sería:

$$250,000 \times 365 \times 10 = 912,500,000 \text{ soles}$$

Ahora bien si suponemos que la producción haya ido subiendo, de tal manera que las exportaciones fueran: 15,000, 20,000, etc. barriles por día el costo del transporte será:

<u>PRODUCCION EN BBLs/DIA.</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE EN 10 AÑOS</u> S/.
10,000	912,500,000
20,000	1,825,000,000

SECTOR "A"

El Sector "A" se halla ubicado entre las cuencas de los ríos Morona y Santiago. Se vá a suponer que durante la primera fase exploratorio se ha encontrado petróleo, y se vá iniciar la etapa de la explotación.

Se vá suponer además que en ésta época la producción alcanzada sea de 10,000 Bbla./día. en promedio, y que éste petróleo tiene que ser vendido para exportación.

Que los únicos medios de transporte de que se disponen son el terrestre y el fluvial. El primero de éstos ofreciendo la ventaja de un camino de Borjas a la Costa, y el segundo el transporte por vía fluvial, utilizando lanchas y buques tanques; lo que conduciría a la venta del petróleo en ciudades a lo largo del Amazonas ó ciudades del Atlántico.

COSTO DEL TRANSPORTE TERRESTRE.- Se vá estimar el costo del transporte por galón de Borjas a Paita, tomando como referencia las tarifas por galón de gasolina que actualmente rigen entre Lobitos y Lima.

TRAMO	DISTANCIA <u>Kms.</u>	COSTO DEL TRANSPORTE POR	
		<u>Galón</u> S/.	<u>Barril</u> S/.
Lobitos - Lima	1,200	0.25	10.50

La tarifa indicada es la que rige para los carros cisternas.

Por ser el tramo de Paita a Borjas un camino de Costa, Sierra y Montaña, podemos asumir que el costo de transporte por kilómetro sea 2 veces mayor que el que se cobra para un camino carretero asfaltado.

La distancia aproximada de Paita a Borjas es 700 kilómetros. Por lo tanto el costo estimado de transporte por galón de petróleo entre los puntos mencionados será:

$$0.25 \times \frac{700}{1,200} \times 2 = 0.292 \text{ soles}$$

Por lo tanto el costo del transporte por barril será:

$$0.292 \times 42 = 12.26 \text{ soles}$$

Por ser el costo de transporte por galón de petróleo similar al de la gasolina, se le asumido el mismo valor en el presente estimado.

Para los 10,000 bbls. el costo por día será:

$$10,000 \times 12.26 = 122,600 \text{ soles}$$

Si se mantiene este ritmo de transporte durante 10 años, el costo será:

$$122,600 \times 365 \times 10 = 447,490,000 \text{ soles}$$

Si en vez de 10,000, la producción fuera: 15,000, 20,000, etc. barriles por día, su costo para los 10 años será:

<u>PRODUCCION EN BBLs/DIA.</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE EN 10 AÑOS</u> S/.
10,000	447,490,000
15,000	671,285,000
20,000	894,980,000

COSTO DEL TRANSPORTE FLUVIAL.- En el caso de utilizarse el transporte fluvial, se asumirán las mismas tarifas adoptadas para el sector "C". En efecto la distancia de Puerto Meléndez a Iquitos, es similar al de Pucallpa a Iquitos, por lo tanto las tarifas adoptadas para el sector "A" no difiere mayormente.

<u>TRAMO</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE POR BBL.</u> S/.
Puerto Meléndez-Iquitos	11.55
Iquitos - Manaos	13.45

Lo mismo que para el Sector "C" el costo del transporte por barril de petróleo de Puerto Meléndez a Manacs es 25 soles.

El costo para los 10,000 barriles será:

$$10,000 \times 25 = 250,000 \text{ soles}$$

Si asumimos que el ritmo de la explotación se mantiene idéntica durante 10 años, el costo de este transporte ascenderá:

$$250,000 \times 365 \times 10 = 912,500,000 \text{ soles}$$

Si en vez de 10,000, la producción promedio durante este lapso fuera: 15,000, 20,000, etc. barriles por día, los costos respectivos serían:

<u>PRODUCCION EN BBL/DIA.</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE EN 10 AÑOS</u> S/.
10,000	912,500,000
15,000	1,368,750,000
20,000	1,825,000,000

EL PETROLEO DE NUESTRA MONTAÑA

Desde que no sabemos las características que pueda tener el petróleo de nuestra Montaña, para los efectos del cálculo se vá suponer que su gravedad API se vá encontrar entre 35 y 40°; además se vá asumir que el crudo va ser similar al tipo Mid - Continent.

La temperatura promedio de flujo que se ha asumido para los posibles oleoductos de los sectores "A" y "B" ha sido 82°F. Esta temperatura es la promedio de la reinante en esa región; y ha sido obtenido de los boletines meteorológicos. (Ver gráfico #1). De igual modo se ha estimado como temperatura promedio de flujo para los oleoductos del Sector "C" 50°F.

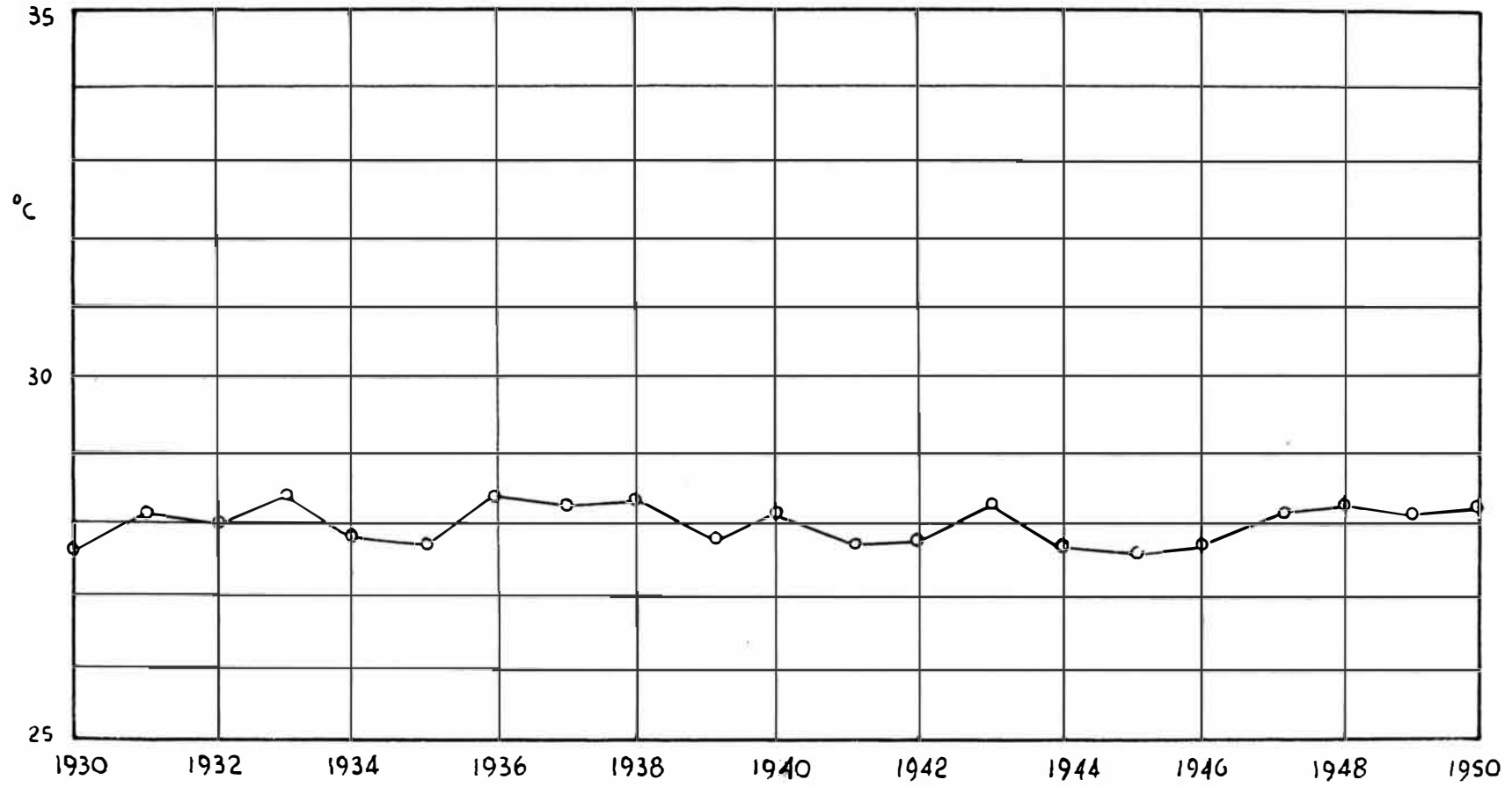
La viscosidad a la temperatura promedio de flujo ha sido determinado usando el gráfico # 2. En dicho gráfico sólo se incluye las curvas 7 y 8 que aparecen en la Fig.52, pág. 164 del libro de Nelson, por ser las que convienen al cálculo. En los siguientes cuadros se muestran las diferentes viscosidades a las temperaturas de flujo.

<u>CRUDO</u>	<u>GRAVEDAD ESPECIF.</u>	<u>VISC.PROM. A 82°F</u>		<u>VISC.PROM. A 50°F</u>	
		<u>CENTIPOISES</u>	<u>CENTISTOKES</u>	<u>CENTIPOISES</u>	<u>CENTISTOKES</u>
35.6°API	0.85	8	9.5	15	18
40.0°API	0.82	4.5	5.5	7.2	8.8

Para los efectos del cálculo se elegirá las condiciones de flujo más desventajosas, es decir que se tomará como

TEMPERATURA PROMEDIA DEL NOR-ORIENTE PERUANO

GRAF. No 1



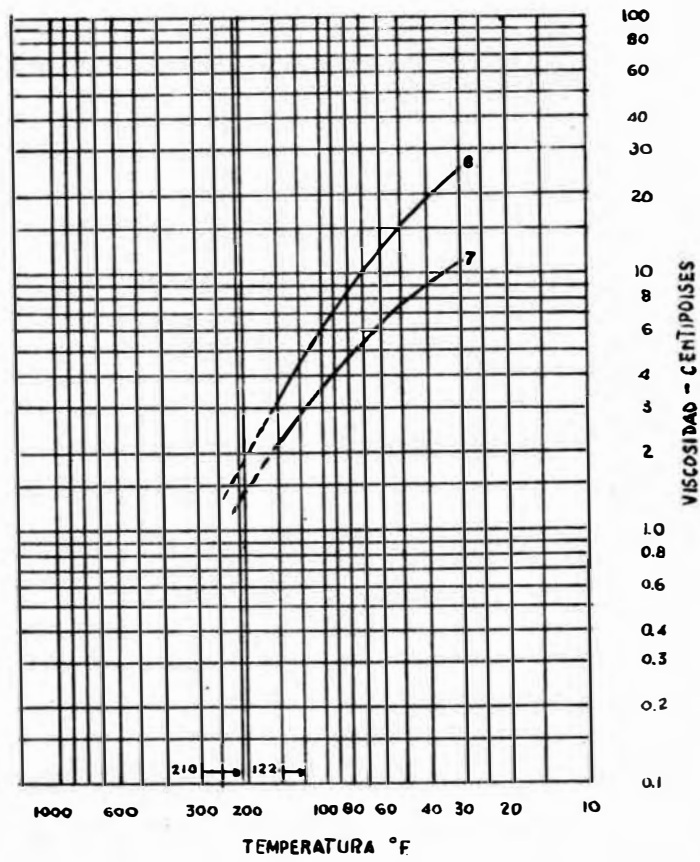
características promedias del crudo de los sectores "A" y "B" las siguientes:

gravedad específica	0.85
viscosidad prom. a 82°F	9.5 centistokes

De igual modo para el Sector "C" las siguientes:

gravedad específica	0.85
viscosidad prom. a 50°F	18 centistokes

8. CRUDO DE 35.6° API
7. CRUDO DE 40° API



Graf. N° 2

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
POR OLEODUCTOS

El estudio de este sistema comprende:

- 1.- Costo de construcción del oleoducto
- 2.- Costo del bombeo
- 3.- Costo de mantenimiento

1.- COSTO DE CONSTRUCCION DEL OLEODUCTO.- En este costo estará comprendido todos los gastos desde su iniciación hasta su total terminación.

Esto incluirá: los tanques de almacenamiento, estaciones de bombeo, estaciones de limitación de presión, sistemas de comunicaciones por radio y teléfono, terminal, etc.

2.- COSTO DE BOMBEO.- En este costo se considera los gastos de combustibles, lubricantes, gastos de operación, etc. Para los efectos del cálculo se ha tomado como costo promedio por HP- hora, 0.01 dollar.

3.- COSTO DE MANTENIMIENTO.- En el presente proyecto se ha tomado como costo de mantenimiento el 10% del costo total del oleoducto.

En el presente cálculo se ha tomado como tiempo promedio de operación del sistema 10 años.

Para el estudio del costo de bombeo previamente se hará la revisión de las fórmulas fundamentales que se han de utilizar en la evaluación de ésta.

PROBLEMAS DE FLUJO.- La caída de presión en una tubería está dado por la ecuación de Fanning.

$$\Delta P = 0.323 f s U^2 \frac{L}{D} \quad (1)$$

donde: ΔP = pérdida de presión en lbs/in²

s = gravedad específica referida al agua

f = factor de fricción, una función de $\frac{DUS}{\nu}$

U = velocidad, ft/seg.

L = longitud equivalente de la tubería

D = diámetro de la tubería en plgs.

multiplicando y dividiendo la ecuación (1) por:

$$\left(\frac{1144}{1144} \right)^2 \times (0.785 D^2)^2$$

tenemos:

$$\Delta P = 0.323 f s U^2 \frac{L}{D} \times \left(\frac{0.785 D^2}{0.785 D^2} \right)^2 \times \left(\frac{1144}{1144} \right)^2$$

$$\Delta P = \frac{0.323}{(0.785)^2} \frac{f s}{D^5} \times \left(\frac{0.785 D^2 U}{(1144)^2} \right)^2 \times (1144)^2$$

pero:

$$\frac{0.785 D^2 U}{1144} = Q_1 \text{ en ft}^3/\text{seg.}$$

$$\Delta P = \frac{0.323}{(0.785)^2} \times (1144)^2 \times f s Q_1^2 \times \frac{L}{D^5} \quad (2)$$

pero:

$$Q_1 \text{ en ft}^3/\text{seg.} = Q \text{ en Bbls/hora} \times \frac{5.61}{3600}$$

o sea:

$$Q_1^2 = \left(\frac{5.61 Q}{3600} \right)^2$$

Reemplazando en (2), se tiene:

$$\Delta P = \frac{0.323}{(0.785)^2} \times \frac{(1144)^2}{(3600)^2} \times (5.61)^2 \times f s Q^2 \frac{L}{D^5}$$

Efectuando, tenemos:

$$\Delta P = 0.0264 f s Q^2 \frac{L}{D^5} \quad (3)$$

donde: ΔP = pérdida de presión en lbs/in²

f = factor de fricción

s = gravedad específica

Q = Bbls/hora

L = en pies

Ahora bien del gráfico #3 observamos de un modo general para toda la curva:

$$f = m (R_e)^n$$

Para el caso particular del flujo laminar se tiene:

$$m = 0.0207$$

$$n = -1$$

Luego:

$$f = 0.0207 (R_e)^{-1}$$

$$R_e = \frac{D U S}{Z}$$

Por lo tanto:

$$f = 0.0207 \times \frac{Z}{D U S}$$

Si nosotros consideramos el tramo de la curva comprendida entre: $\frac{DUS}{Z} = 0.15$; y $\frac{DUS}{Z} = 10$; donde el flujo es turbulento, observamos que la curva se aproxima a una línea recta y por lo tanto podemos hallar su ecuación.

f

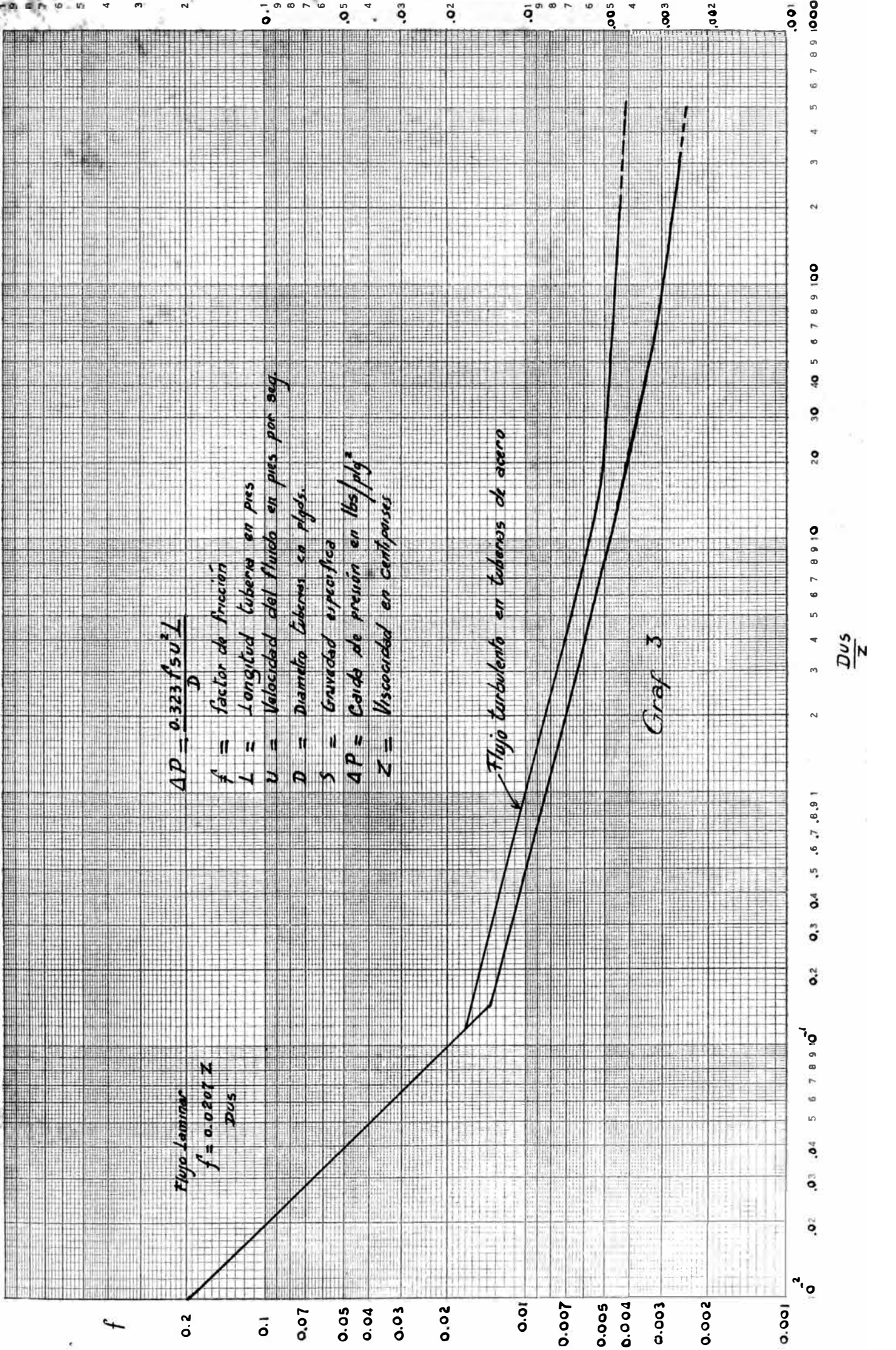
$$\Delta P = \frac{0.323 f s U^2 L}{D}$$

- f = factor de fricción
- L = Longitud tubería en pies
- U = Velocidad del fluido en pies por seg.
- D = Diámetro tuberías en pulgadas.
- s = Gravedad específica
- ΔP = Caida de presión en lbs/plg²
- Z = Viscosidad en centipoises

Flujo laminar
 $f = 0.0207 \frac{Z}{Dus}$

Flujo turbulento en tuberías de acero

Graf 3



En efecto sea:

$$f = m (R_e)^n$$

la ecuación de la curva en este tramo. Tomando logaritmo en ambos miembros tenemos:

$$\log. f = \log. m + n \log. R_e \quad (4)$$

Ahora bien: utilizando el gráfico vemos que:

$$R_e = 1; \text{ cuando } f = 0.01 \text{ (tubería de acero)}$$

Reemplazando estos valores en 4, obtenemos:

$$\log. f = \log. m + 0$$

Por lo tanto:

$$f = m = 0.01$$

Del mismo modo; en el mismo gráfico vemos que para $R_e = 10$; $f = 0.0057$. Reemplazando en (4) obtenemos:

$$\log. 0.0056 = \log. 0.01 + n \log. 10$$

Efectuando:

$$n = - 0.25$$

Por lo tanto para la curva en referencia tendremos de un modo particular:

$$f = 0.01 (R_e)^{-0.25} \quad (5)$$

Ahora bien desde que:

$$R_e = \frac{0.286 Q S}{Z D}$$

La ecuación (5) la podemos escribir así:

$$f = 0.01 \left(\frac{Z D}{0.286 Q S} \right)^{0.25}$$

$$f = 0.0137 \frac{(Z D)^{0.25}}{(Q S)^{0.25}}$$

Pero: $P = \frac{Z}{S}$ = centistokes; luego reemplazando la expresión anterior tenemos:

$$f = 0.0137 \frac{(D P)^{0.25}}{Q^{0.25}}$$

Donde:

- Z = viscosidad en centipoises
- D = diámetro de la tubería en pulgadas
- Q = flujo en Ebls/hora
- S = gravedad específica
- P = viscosidad en centistokes

Si asumimos que el flujo sea turbulento, reemplazando el valor de f en la ecuación (3) obtenemos:

$$\Delta P = 0.0264 \times 0.0137 \frac{(D P)^{0.25}}{Q^{0.25}} \times S \times Q^2 \frac{L}{D^5}$$

Tomando L en millas, se tendrá:

$$\Delta P = 0.0264 \times 0.0137 P^{0.25} S \frac{Q^{1.75}}{D^{4.75}} \times 5280 L$$

$$\Delta P = 1.91 P^{0.25} S \frac{Q^{1.75}}{D^{4.75}} L \quad (6)$$

Donde: P = viscosidad en centistokes
S = gravedad específica
Q = flujo en Bbls/hora
D = diámetro de la tubería en plgs.
L = longitud de la tubería en millas

CALCULO DE LA POTENCIA.- La potencia requerida por una bomba está dado por la fórmula:

$$\text{Pot. HP} = \Delta P \cdot Q \times 0.000408 \quad (7)$$

Donde: ΔP = caída de presión en lbs/in²
Q = flujo en barriles/hora

Para calcular la potencia necesaria para bombear Q Bbls/hora a través de un tubo de diámetro D en plgs. y longitud L en millas sustituimos el valor de ΔP de la ecuación (6) en (7).

En efecto haciendo la sustitución obtenemos:

$$\text{Pot. HP} = \frac{77.6}{10^5} \times S \cdot P^{0.25} \cdot L \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}} \quad (8)$$

CALCULO DEL COSTO DEL BOMBEO.- Como práctica corriente se asume que el costo por HP-hora sea \$ 0.01.

Según esto el costo del bombeo para un periodo de 10 años será:

$$C = 24 \times 365 \times 10 \times \$ 0.01 \times \text{HP} \quad (9)$$

Desde que los HP necesarios para el bombeo serán los requeridos para vencer la pérdida por fricción en los tubos más

la presión estática del fluido existentes entre los puntos de bombeo; se tendrá que:

$$C_1 = 24 \times 365 \times 10 \times \$0.01 \cdot \frac{(77.6}{10^5} S P^{0.25} L \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}} + H Q 0.000408)$$

Efectuando obtenemos:

$$C_1 = 0.68 S P^{0.25} L \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}} + 0.36 H Q \quad (10)$$

Donde:

C_1 = Costo del bombeo en \$ para 10 años

P = Viscosidad en centistokes

Q = Flujo en Ebls/hora

H = Presión estática del fluido expresada en lbs/in²

D = Diámetro de la tubería en plgs.

S = Gravedad específica ref. al agua.

L = Longitud en millas

COSTO ESTIMADO DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS

DE NUESTRA MONTANA A LA COSTA

Por ofrecer nuestra selva dificultades excepcionales debido a la falta de vías de comunicación, condiciones climatéricas, y la espesura de su vegetación, no se puede precisar el costo que demandaría la construcción de un oleoducto trasandino que hiciera posible el transporte del petróleo de la Montaña a la Costa.

Teniendo en cuenta estos factores me limitaré a estimar el costo de los posibles oleoductos de esta región, tomando como referencia los costos estimados de proyectos similares llevados a cabo en los EE. UU.

En el cuadro siguiente se dan los principales proyectos de oleoductos que ya han sido ejecutados, y otros que están en pleno desarrollo en los EE. UU. Dichos proyectos han sido seleccionados, por ser las longitudes de las líneas así como sus capacidades similares a los oleoductos que se han proyectado para transportar el crudo de nuestra selva a la Costa.

Los costos estimados de los proyectos en referencias, incluye construcción del oleoducto, instalación de las estaciones de bombeo, tanques de almacenamiento, construcción del terminal, etc.

El objeto de este cuadro, es el de servir como base para hacer un gráfico de: Costos/milla del proyecto versus

diámetro de la línea.

En efecto de los proyectos que tienen igual diámetro, determinamos su costo promedio por milla de longitud. Los costos así hallados lo ploteamos sobre un papel doble logarítmico, colocando en una escala los diámetros en pulgadas, y en la otra los costos promedios por milla de los proyectos.

Por los puntos ploteados trazamos una curva promedio. Una vez trazada la curva será fácil hallar la ecuación empírica, que relacione constos/milla versus diámetro.

CUADRO DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS DE OLEODUCTOS DE LOS EE.UU.

COMPANIAS CONSTRUCTORAS	CAPACIDAD BBLs/DIA.	LONG. MILLAS	DIAM. PLGS.	COSTO ESTIMADO EN DOLLARES
Lake Head Pipe Line Co.	100,000	643	30"	76,196,000
West Coast Pipe Line Co.	200,000	116	26"	13,128,000
Pan-American Pipe Line Co.	200,000	27	26"	2,150,000
West Coast Pipe Line Co.	200,000	844	24"	88,000,000
Shell Pipe Line Corp.	210,000	463	24"	41,593,000
Gulf Refining Co.	260,000	80	24"	5,582,000
Sinclair Pipe Line Co.	280,000	683	22"	51,942,000
Pipe Line Company Co.	180,000	984	20"	75,000,000
Lone Star Company	100,000	69	20"	4,010,000
Cities Service Pipe Line Co.	150,000	64	18"	3,100,000
The Texas Empire Pipe Line	69,000	29	18"	1,546,000
Wolverine Pipe Line Co.	95,000	300	16"	15,450,000
Texas Pipe Line Co.	96,000	198	16"	12,900,000
Interprovincial Pipe Line Co.	120,000	100	16"	5,500,000
Service Pipe Line Co.	35,000	475	14"	25,000,000
Shell Oil Company	85,000	285	14"	10,588,000
Standard Oil Company	40,000	316	12"	10,430,000
Continental Pipe Line Co.	40,000	225	12"	5,900,000
Lake Head Pipe Line Co.	28,000	175	12"	9,000,000
Continental Pipe Line Co.	40,000	150	12"	5,839,000
Oklahoma Products Line Co.	35,000	115	12"	5,000,000
The Texas Empire Pipe Line Co.	90,000	33	16"	1,980,000
Susquehanna Pipe Line Co.	19,200	123	8"	3,095,000
Salt Lake Pipe Line Co.	17,000	329	8"	8,000,000
Phillips Petroleum Co.	20,000	104	8"	2,729,000
Service Pipe Line Co.	inicial. 3,000	30	6"	487,000

TABLA N° 1

DIAMETROS PLGS.	COSTO DEL PROYECTO EN DOLLARES	LONGITUD MILLAS	COSTO PROMEDIO/MILLA EN DOLLARES
6"	487,000	30	16,250
8"	3,095,000	123	
	8,000,000	329	
	2,729,000	104	
	<u>1,935,000</u>	<u>105</u>	
	15,759,000	661	23,800
12"	10,430,000	316	
	5,839,000	150	
	9,000,000	175	
	5,000,000	115	
	<u>5,900,000</u>	<u>225</u>	
	36,169,000	981	37,000
16"	12,900,000	198	
	5,500,000	100	
	1,980,000	33	
	<u>15,450,000</u>	<u>300</u>	
	35,830,000	631	56,800
18"	3,100,000	64	
	1,546,000	<u>29</u>	
	4,646,000	93	50,000

<u>DIAMETROS PLGS.</u>	<u>COSTO DEL PROYECTO EN DOLLARES</u>	<u>LONGITUD MILLAS</u>	<u>COSTO PROMEDIO/MILLA EN DOLLARES</u>
20"	75,000,000	984	
	<u>4,010,000</u>	<u>69.5</u>	
	79,010,000	1,053.5	75,000
22"	51,942,000	683	76,500
24"	41,631,000	463	
	5,582,000	80	
	<u>88,000,000</u>	<u>844</u>	
	135,213,000	1,387	97,500
26"	13,128,000	116	
	<u>2,150,000</u>	<u>26</u>	
	15,278,000	142	107,500
30"	76,196,000	643	118,000

En el cuadro que antecede observamos que el costo por milla de algunos proyectos varían para un mismo diámetro como era lógico de esperarse. Para plotear el gráfico costos por milla versus diámetro de los tubos en pulgadas primeramente hallamos el costo promedio por milla para cada diámetro, tal como lo hacemos en la tabla #1, y luego plotamos estos valores sobre un papel log. log. eligiendo una escala para los diámetros de los tubos y la otra para sus costos respectivos.

El gráfico N°4 representa la curva promedia de los puntos ploteados. Desde que la curva es una recta podemos hallar su ecuación empírica. En efecto la ecuación de esta curva es de la forma:

$$C = m D^n \quad (11)$$

En la que:

C = Costo de la tubería por milla en \$

m = Constante

D = Diámetro de la tubería en pulgadas

n = Constante (pendiente de la curva)

Tomando logaritmo a la ecuación:

$$\log C = \log m + n \log D$$

$$\text{Para } D = 1$$

$$\log C = \log m \quad \text{y} \quad C = m$$

En efecto:

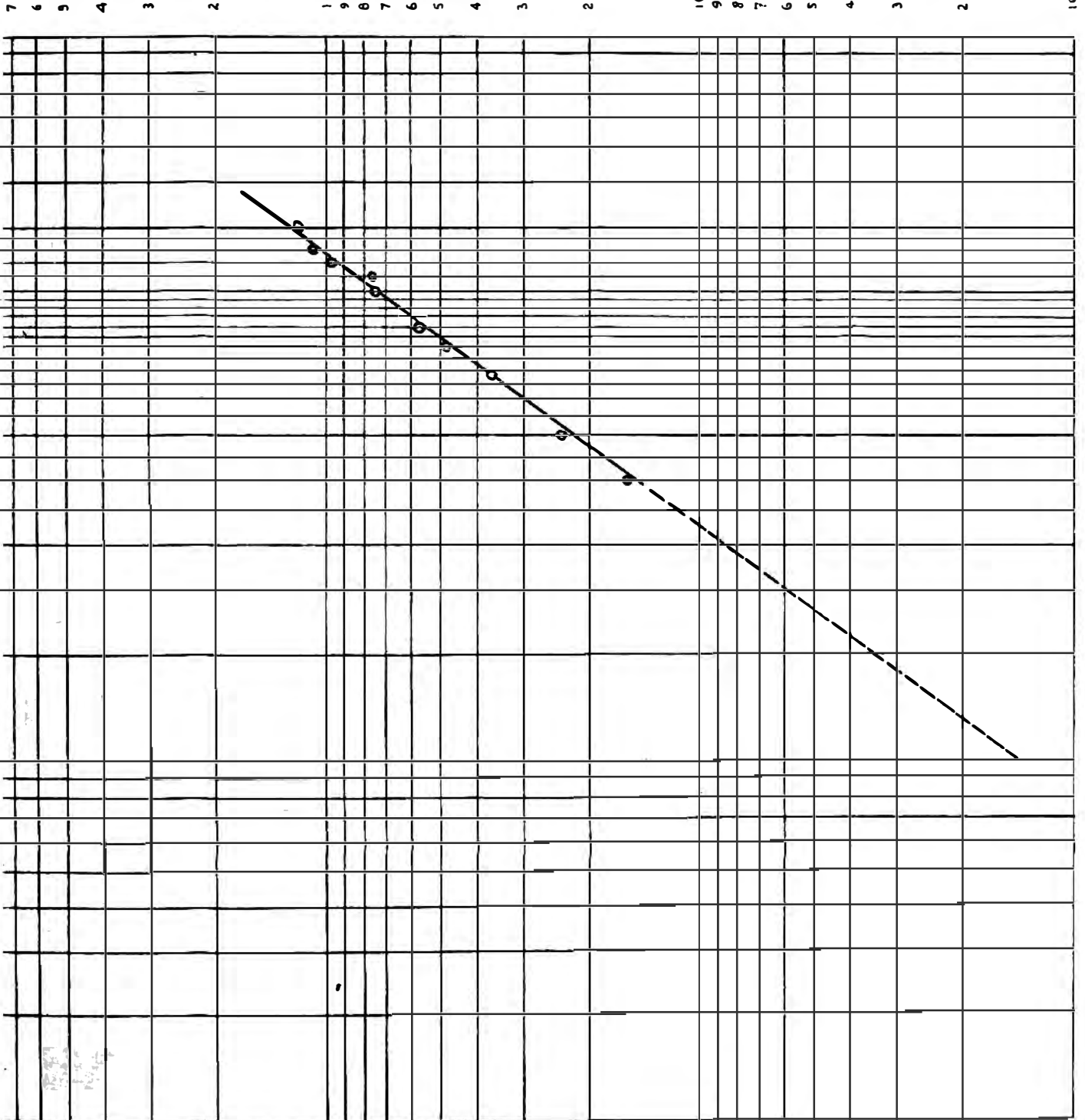
$$\text{Para } D = 1; \quad C = 1400$$

COSTO POR MILLA, EN DOLARES

100,000

10,000

1000



2 3 4 5 6 7 8 9 10 20 30

DIAMETRO EN PIGDS.

Graf. N° 4

Por lo tanto:

$$m = 1,400$$

$$\text{Para } D = 10; \quad C = 30,000$$

Por lo tanto:

$$\log. 30,000 = \log. 1,400 + n \log. 10$$

$$n = \log. \frac{30,000}{1,400} = 1.33$$

luego:

$$C = 1,400D^{1.33} \quad (11)$$

Desde que el gráfico ha sido ploteado para valores de D situados entre 6" y 30". Esta ecuación nos permitirá estimar en forma razonable el costo promedio por milla de un oleoducto, para los diferentes diámetros comprendidos dentro de este rango.

CALCULO DEL FACTOR APLICABLE AL COSTO

ESTIMADO DEL PROYECTO

Como se ha mencionado anteriormente la curva del gráfico 4 estaba hecha a base de los costos estimados de proyectos llevados a cabo en los EE.UU. y Canadá, cuyas planificaciones eran similares dada la magnitud de éstas, la naturaleza de el terreno que atraviesan, y la mayor o menor proximidad a los centros poblados de esa región.

Para su acertada utilización en la estimación del presente proyecto será necesario aplicarle un factor que sea función de las condiciones antes mencionadas.

En efecto para ello basta mencionar los siguientes proyectos que han sido llevados a cabo en países donde la topografía del terreno ofrecía dificultades excepcionales, lo que hace se les considere como casos únicos de esta índole.

Así por ejemplo: "The Canadian Trans-Mountain Oil Pipe Line Co" ha llevado a cabo un proyecto de oleoducto cuyo costo total estimado fué 93,000,000 dolares. El proyecto comprende una línea de 718 millas de 24" de diámetro, que partiendo de Edmonton en Alberta termina en Vancouver. (Canadá).

Para tener una idea clara de las dificultades propias de este proyecto basta mencionar que en algunos secto-

res su costo fué de 1,000 dólares por pié, comparados con el costo promedio de 10 dólares/pié, para un terreno regularmente accidentado. El costo promedio del proyecto fué de 130,000 dólares por milla.

Comparando este costo con el costo promedio obtenido del gráfico 4 (92,000 dólares/milla) hallamos que su costo es 1.41 veces mayor que el que se podría haber estimado para un proyecto de esta magnitud en los EE. UU.; elevando así su costo probable en 41%.

De igual modo podríamos citar el oleoducto "Tapline en Saudi-Arabia cuya longitud es 1068 millas, la tubería es de 30" en la mayoría de su tramo siendo la longitud restante de 31". El costo total del referido proyecto fué de 230,000,000 dólares.

El costo promedio de este proyecto fué de 215,000 dólares por milla; comparados con el costo promedio para un terreno medianamente accidentado que es de 130,000 dólares/milla (ver gráfico #4).

Es evidente que uno de los factores que más influyó en el costo de este proyecto ha sido el transporte de tuberías, maquinarias, equipos, materiales, etc. que han tenido que cubrir alrededor de 5,000 millas, desde la costa del Atlántico hasta el Medio Oriente; a esto hay que agregar las dificultades propias del trabajo, como: la falta de caminos y la falta de agua.

Como vemos todos estos factores han hecho que su costo sea 1.65 veces mayor del que se podría haber estimado para un proyecto de esta magnitud en los EE.UU. elevando su costo probable en un 65%.

Evidentemente que el transporte fué el factor que más influyó en la sobre-estimación del proyecto pero no el único factor. Si nosotros asumimos que el transporte representó el 70% de estos costos, el sobre-estimado debido al transporte será:

$$0.7 \times 65 = 45\%$$

De igual manera podríamos razonar en el proyecto de la "Canadian Trans-Mountain Oil Pipe Line Company". Asumiendo que la topografía del terreno significó un 80% del sobre-estimado del referido proyecto, lo que nos daría:

$$0.8 \times 41 = 33\%$$

Haciendo comparaciones de nuestro proyecto con el "Tapline de Saudi-Arabia" llegó a la conclusión siguiente: Si el sobre-estimado del referido proyecto fué 45% debido al transporte, para el caso nuestro podríamos asumir un sobre-estimado de 25% en razón comparativa de las distancias que media entre los EE.UU. y los países en referencia.

De igual modo haciendo comparaciones entre el proyecto de "The Canadian Trans-Mountain Oil Pipe Line Co" y el de nuestra Montaña podemos observar que el perfil de éste y los accidentes naturales guardan estrecha similitud. En consecuencia podemos tomar como sobre-estimado 35%. Sumando estos sobre-estimados tenemos:

$$35\% + 25\% = 60\%$$

Si la ecuación (11') nos dá el costo, estimado de un proyecto llevado a cabo en los EE.UU.; añadiéndole un 60% a su valor ésta misma ecuación servirá para hacer el estimado de cualquier otro proyecto llevado a cabo en nuestra Montaña.

En efecto si llamamos C el costo promedio por milla de un proyecto en los EE.UU. C' será el costo estimado promedio por milla para el mismo proyecto en el Perú.

$$C' = 1.6 \times 1,400 D^{1.33}$$

$$C' = 2240 D^{1.33} \quad (12)$$

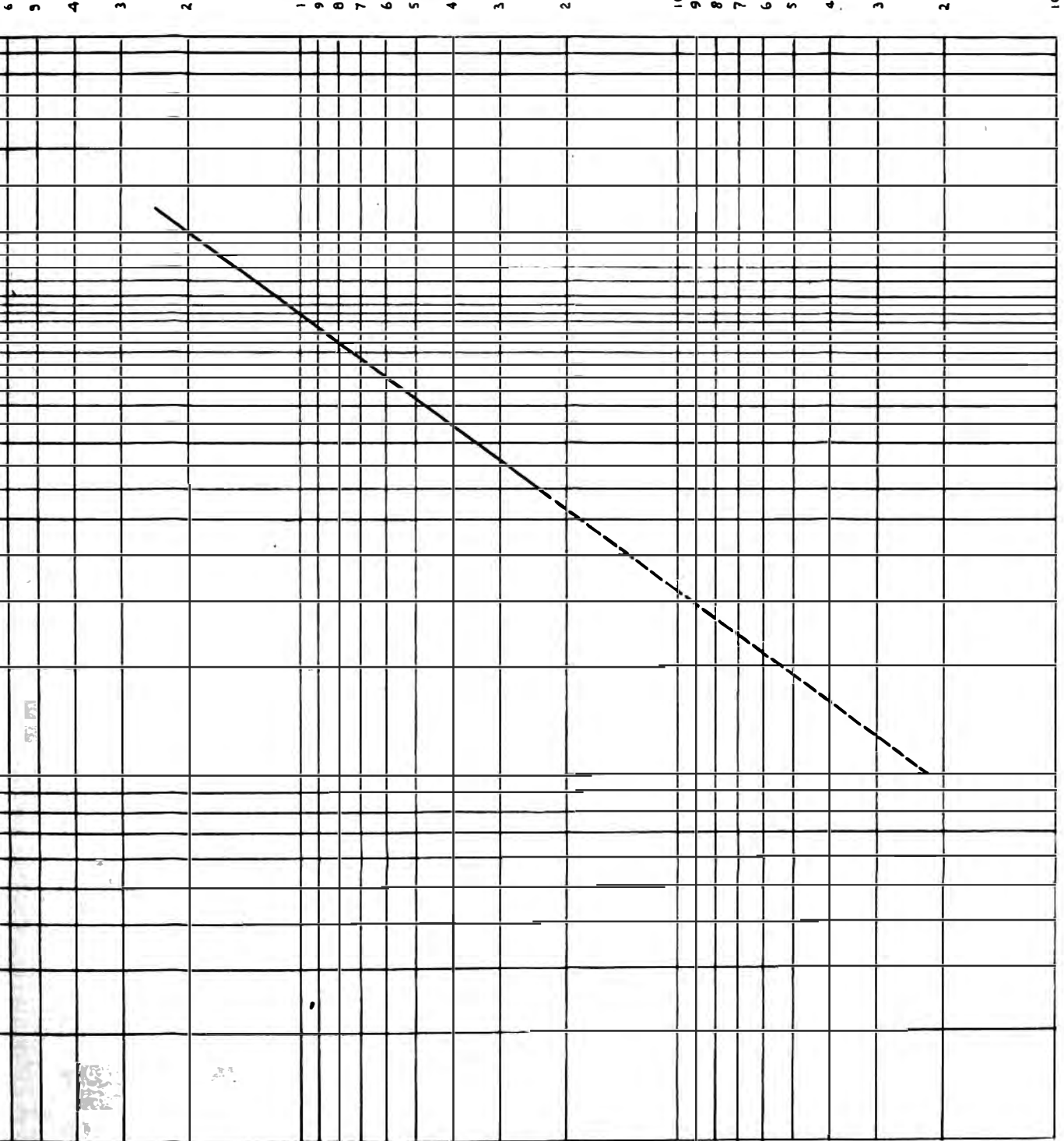
Con la ecuación (12) construimos el gráfico #5 que nos permitirá hallar directamente el costo estimado por milla para cualquier diámetro de tubería.

COSTO POR MILLA EN DOLARES

100,000

10,000

1000



DIAMETRO EN PLGS.

Graf. N° 5

CALCULO DEL DIAMETRO ECONOMICO

Hemos visto que el Costo del sistema de transporte por oleoductos es la suma del costo de construcción del mismo, más su costo de mantenimiento y más el costo de bombeo considerado para un período de 10 años. Si llamamos G este costo total, tendremos:

$$G = 2240 D^{1.33} L + 0.1 \times 2240 D^{1.33} L + C_1 \quad (13)$$

Siendo C_1 el costo de bombeo

Desde que los HP necesarios para el bombeo serán los requeridos para vencer la pérdida por fricción en los tubos más la presión estática del fluido existentes entre los puntos de bombeo, utilizamos la ecuación (10) que nos da:

$$C_1 = 0.68 \times S \times P^{0.25} \times L' \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}} + 0.36 Q \times H \quad (14)$$

Desde que L' es la longitud equivalente de la tubería, podríamos tomar:

$$L' = L + 5\%L$$

siendo L la longitud de la tubería, y $5\%L$ la longitud equivalente de tubería, por las pérdidas en las conexiones codos, válvulas, etc.

Reemplazando en la ecuación anterior tenemos:

$$C_1 = 0.68 \times S \times P^{0.25} \times \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}} \times 1.05 L + 0.36 Q \times H$$

$$C_1 = 0.715 \times S \times P^{0.25} \times \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}} \times L + 0.36 Q \times H$$

Sustituyendo el valor de C_1 en la ecuación (13) tenemos:

$$G = 2464 D^{1.33} L + 0.715 \times S \times P^{0.25} \times \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}} \times L + 0.36 Q \times H \quad (15)$$

La ecuación de costo G está dado en función de D por lo tanto para determinar el valor de D que haga G mínimo, hallo su primera derivada con respecto a D . En efecto:

$$\frac{dG}{dD} = 3270 D^{0.33} \times L - 4.75 \times 0.715 S \times P^{0.25} \times \frac{Q^{2.75}}{D^{5.75}} = 0$$

$$D^{6.08} = \frac{4.75}{3270} \times 0.715 \times S \times P^{0.25} \times Q^{2.75}$$

$$D = 0.322 \times S^{0.165} \times P^{0.041} \times Q^{0.452} \quad (16)$$

Falta ahora conocer si el valor de D hallado en la ecuación (16) hace $f(D)$ un mínimo; para ello hallamos $f''(D)$. Si $f''(D)$ es positivo, indudablemente el valor de D hallado en (16) es el que hace G un mínimo, en caso contrario el valor de G será un máximo.

En efecto:

$$\frac{d^2G}{dD^2} = 0.33 \times 3270 \frac{L}{D^{0.67}} + 5.75 \times 4.75 \times S \times P^{0.25} \times L \times \frac{Q^{2.75}}{D^{6.75}}$$

Por simple inspección nos damos cuenta que:

$$\frac{d^2G}{dD^2} = f''(D) = (+)$$

Desde que Q , L y D son números positivos.

Por lo tanto el valor de la expresión (16) nos da el diámetro más económico de la línea.

Anteriormente hemos estudiado las propiedades del posible crudo de nuestra Montaña. En aquella oportunidad se asumió que la gravedad del crudo podía estar entre 35° API y 40° API y que sus posibles viscosidades podían ser 9.5 y 5.5 centistokes respectivamente a la temperatura promedio de flujo de 82°F. Así como también se asumió para los efectos del cálculo que las características del crudo serían:

$$P = 9.5 \text{ centistokes}$$

$$S = 0.85$$

Por lo tanto:

$$(S)^{0.165} = (0.85)^{0.165} = 0.97$$

$$(P)^{0.041} = (9.5)^{0.041} = 1.1$$

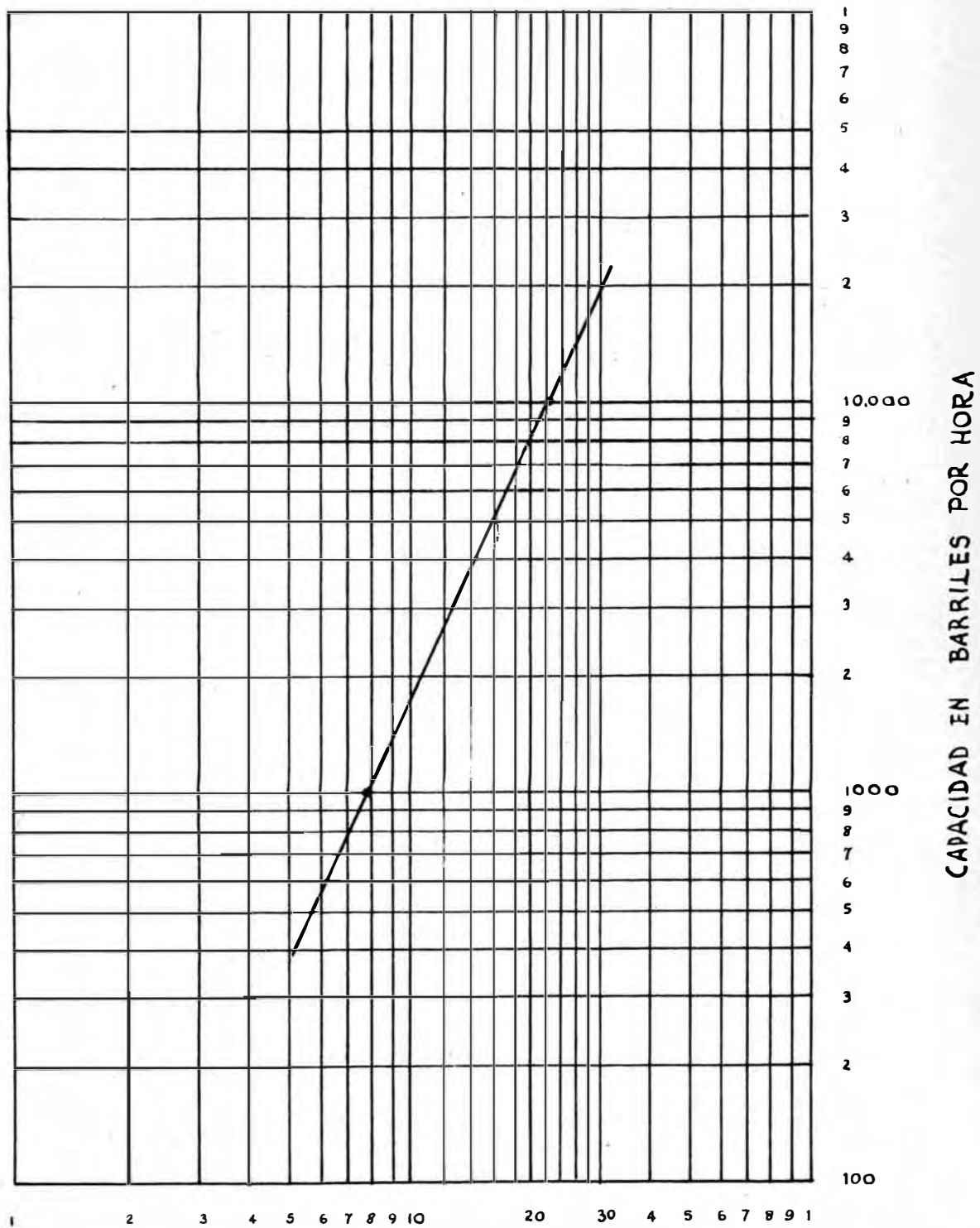
Reemplazando estos valores en la expresión (16) hallamos:

$$D = 0.322 \times 0.97 \times 1.1 Q^{0.452}$$

De donde:

$$D = 0.344 Q^{0.452} \quad (17)$$

La ecuación (17) la podemos representar gráficamente en un papel doble logarítmico; para ello damos 2 valores diferentes de Q . Con los resultados obtenidos construimos

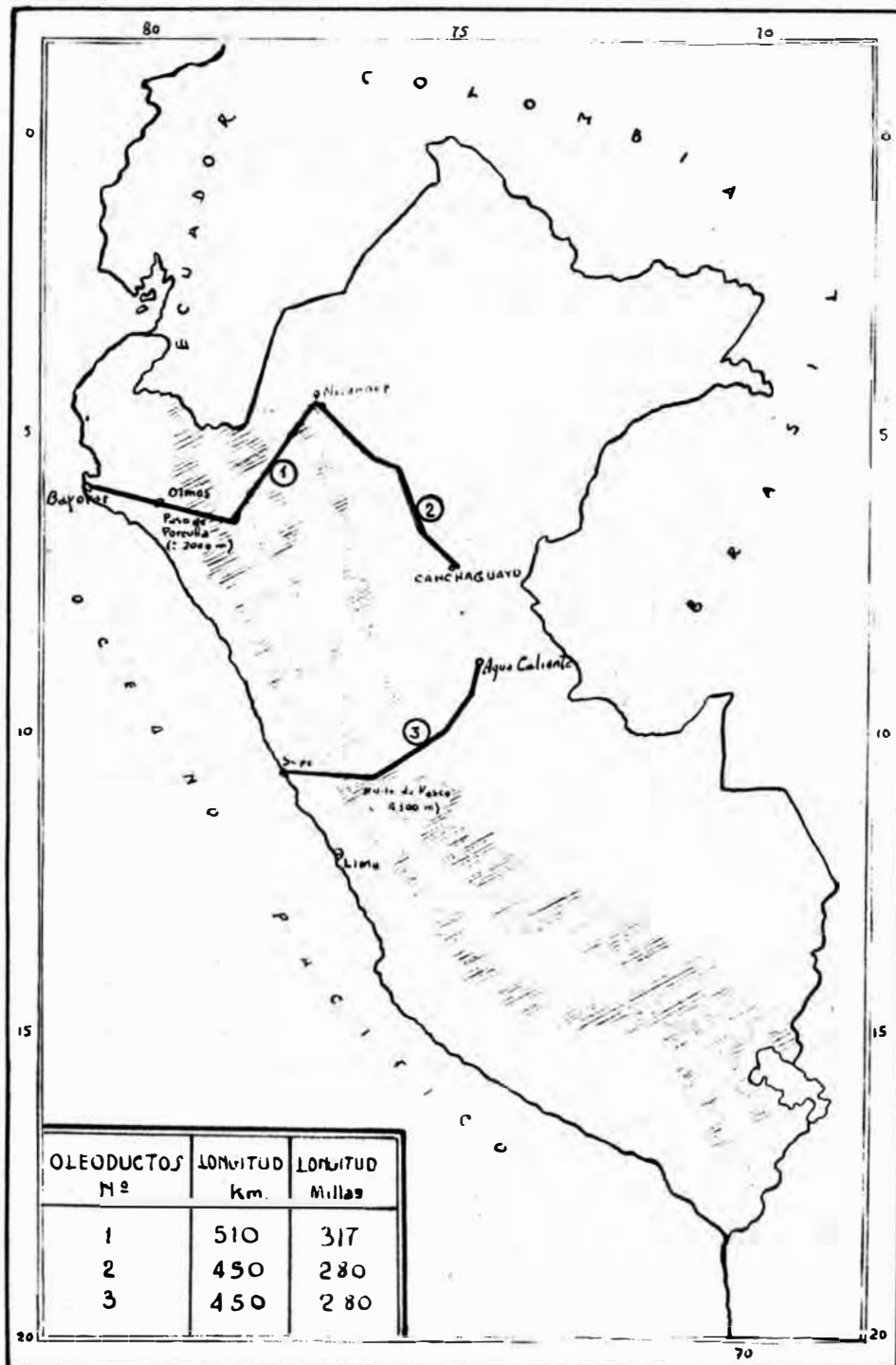


DIAMETRO ECONOMICO DE LOS OLEODUCTOS

Graf. N° 6

el gráfico 6 que nos permite hallar directamente el diámetro más económico de tubería, cualquiera que sea la producción.

POSIBLES OLEODUCTOS NECESARIOS PARA LA EXPLO- TACION DE LA MONTAÑA



TRAZO DEL OLEODUCTO DE LA MONTAÑA A LA COSTA

(Sectores "A" y "B")

En el presente proyecto hemos considerado como posible trazo del oleoducto el que partiendo de Bayovar en la costa sigue en línea recta a lo largo de la quebrada del río Clmos cruzando la Cordillera Occidental en su parte más baja en el Abra de Porculla a 2144 m. sobre el nivel del mar para luego seguir a lo largo de la quebrada del río Chamaya hasta Lamparón, y luego el trazo del ferrocarril de Paíta al Marañón. Atravesaría este río en el sitio proyectado por la Casa Koppel para el paso del ferrocarril poco después de la desembocadura del Chamaya; para en seguida proseguir a lo largo del Marañón hasta Meléndez a la salida del Pongo de Manseriche. Meléndez queda en la margen derecha del Marañón, frente a Borja, a 194 m. de altura sobre el nivel del mar y al principio del llano amazónico.

De aquí en adelante el trazo del oleoducto seguiría el flanco oriental de la cadena de cerros Campanquiz de la Cordillera Oriental hasta las inmediaciones del Pongo de Aguirre para tener una corta travesía de este ancho río por un puente o sino correr sobre el llano amazónico por Cahuapanas, Chayavito, Paranapurás hasta Yurimaguas como fué más o menos el trazo del ferrocarril del Pacífico a Yurimaguas proyectado por los ingenieros W.R.Davis en 1929, para de allí cruzar el Huallaga, esta vez bajo el lecho del río; y

ya en la banda oriental del Huallaga correr hacia el Sur para voltear por uno de los varaderos al Ucayali. La ventaja de este trazo es que pasa por zonas conocidas como posibles yacimientos petrolíferos, tales como: Quillucaca, Chasuta, al Norte de Tarapoto, y en el Sur del Pongo de Aguirre, la quebrada de Aguas Calientes.

Otra variante del trazo del oleoducto del Marañón-Huallaga sería seguir la margen occidental de la cordillera Oriental por la quebrada del río Nueva para luego remontar el valle de dicho río y pasar a la hoya del río Mayo, pasando por una depresión de más o menos 1,000 metros de altura. Luego seguiría de bajada pasando frente a Moyobamba (854 m. sobre el nivel del mar), Tarapoto y Chasuta, éste último sobre el Huallaga, a la entrada Sur del Pongo de Aguirre.

En el presente proyecto hemos considerado como trazo del oleoducto la primera de éstas por dar mayor importancia a los yacimientos antes mencionado.

ESTUDIO ECONOMICO DE LOS OLEODUCTOS DE NUESTRA SELVA

Ya hemos visto que la construcción de un oleoducto sólo será posible cuando se cuente con una producción tal, que justifique su ejecución. Pues bien, desde que esta producción definirá el sistema de transporte que ha de utilizarse, en determinada etapa de la explotación, nos limi-

taremos en los siguientes pasos a hacer estudios de los posibles costos de los oleoductos cualquiera que fuera la etapa de la explotación, y luego compararlo con los costos que ocasionaría la utilización de los otros sistemas de transportes ya conocidos.

Como hemos asumido previamente, se va suponer que el oleoducto va estar en servicio 10 años; por lo tanto mientras dure su operación se va tomar como gastos de este sistema de transporte el costo del oleoducto el mantenimiento, que va ser el 10% del costo del oleoducto y el costo del bombeo.

Anteriormente hemos deducido una fórmula que nos permite calcular el costo del bombeo para un período de 10 años habiendo asumido el costo del HP-hora 0.01 dollar (ver fórmula 10).

En efecto el costo del bombeo está dado por la fórmula siguiente:

$$C = \frac{0.68 \times P^{0.25} \times S \times Q^{2.75} \times L}{D^{4.75}} + 0.36 Q \cdot H$$

Donde:

C = Costo del bombeo en dólares

P = Viscosidad en centistokes

S = Gravedad específica

Q = Flujo en barriles/hora

D = Diámetro en pulgadas

H = Desnivel entre los puntos de bombeo en lbs/plg²

L = Longitud del tramo en millas

La primera parte de esta fórmula nos da el costo para vencer la fricción en los tubos, y la segunda nos da el costo para vencer el desnivel entre los puntos de bombeo.

Si asumimos para el caso particular que no exista entre los puntos de bombeo desnivel y que la distancia de bombeo sea de una milla, el costo del bombeo será:

$$C' = \frac{0.68 \times P^{0.25} \times S \times Q^{2.75}}{D^{4.75}}$$

Con esta fórmula nos será fácil construir una tabla que nos permitirá calcular el costo del bombeo por milla.

Si como en los casos anteriores suponemos que la producción promedio por día de una zona es de 10,000 bbls/día. y que las características del crudo sean las siguientes:

gravedad específica	0.85 (35° API)
viscosidad a 82°F	9.5 centistokes

El costo del bombeo por milla será:

$$C' = 0.68 \times (9.5)^{0.25} \times 0.85 \times \frac{(417)^{2.75}}{D^{4.75}}$$

El diámetro que se ha de utilizar es el económico, que lo obtenemos del gráfico 6 y que es de 6". Según esto tenemos:

$$C' = 0.68 \times (9.5)^{0.25} \times 0.85 \times \frac{(417)^{2.75}}{(6)^{4.75}}$$

$$C' = 3,400 \text{ dólares}$$

Así sucesivamente podemos suponer que la producción sea: 20,000, 30,000, 40,000, 50,000, etc. barriles por día, procediendo de igual manera como en el caso anterior obtenemos la siguiente tabla:

TABLA N° 2
COSTO DEL BOMBEO POR MILLA, DURANTE 10 AÑOS

<u>PRODUCCIONES</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>BBLs/HORA</u>	<u>DIAMETRO</u> <u>EGON, PLGDS.</u>	<u>COSTO EN</u> <u>DOLLARES</u>	<u>COSTO EN</u> <u>SOLES</u>
10,000	417	6"	3,400	68,000
20,000	834	8"	5,900	118,000
30,000	1,250	10"	6,230	124,600
40,000	1,668	10"	13,900	278,000
50,000	2,085	12"	10,400	208,000
60,000	2,500	12"	17,800	356,000
70,000	2,820	14"	12,400	248,000
80,000	3,340	14"	20,000	400,000
90,000	3,750	16"	14,400	288,000
100,000	4,170	16"	20,000	400,000
150,000	6,250	18"	33,300	666,000
200,000	8,340	20"	45,300	906,000
240,000	10,000	22"	47,800	956,000
300,000	12,500	24"	56,500	1,130,000

Como para los efectos del cálculo es más conveniente tener tabulados los costos promedios por milla de los oleoductos, procedemos a ello utilizando el gráfico respectivo N° 5.

TABLA N° 3

COSTO DE LOS OLEODUCTOS POR MILLA DE LONGITUD

<u>PRODUCCIONES</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>BBLs/HORA</u>	<u>DIAMETRO</u> <u>ECON. PLGDA.</u>	<u>COSTO EN</u> <u>DOLLARES</u>	<u>COSTO EN</u> <u>SOLES</u>
10,000	417	6"	24,000	480,000
20,000	834	8"	35,000	700,000
30,000	1,250	10"	47,500	950,000
40,000	1,668	10"	47,500	950,000
50,000	2,085	12"	60,000	1,200,000
60,000	2,500	12"	60,000	1,200,000
70,000	2,820	14"	73,000	1,460,000
80,000	3,340	14"	73,000	1,460,000
90,000	3,750	16"	87,000	1,740,000
100,000	4,170	16"	87,000	1,740,000
150,000	6,250	18"	100,000	2,000,000
200,000	8,340	20"	115,000	2,300,000
240,000	10,000	22"	130,000	2,600,000
300,000	12,500	24"	148,000	2,960,000

COSTO TOTAL ESTIMADO DE LOS POSIBLES

OLEODUCTOS DEL SECTOR "A"

Al estudiarse el oleoducto de esta región, se ha tomado como posible terminal de éste a Bayovar.

Según el antiguo concesionario del ferrocarril del Pacífico al Amazonas (1929), W.R. Davis, Bayovar tiene todas las condiciones naturales para convertirse en un puerto moderno, de primera clase por ser seguro en todo tiempo y tener profundidad suficiente para los buques más grandes que trafican en la costa del Perú. Que está bien protegido contra el oleaje del Sud-Oeste; que tiene agua potable a la mano, y terreno llano en las inmediaciones para empresas industriales, y el desarrollo urbano. Que fuera del Callao, Chimbote y Paita, no existe en la costa del Perú un sitio que pueda transformarse tan rápidamente en buen puerto.

Esta es la razón por la que se le ha elegido como terminal. En cuanto a la estación inicial de bombeo, se ha tomado a Meléndez, por ser un puerto fluvial de gran importancia en ese sector.

Ahora bien, si asumimos que la producción promedio de esta región sea 10,000 Bbls/día, que las características promedias del crudo sean las asumidas para el presente proyecto:

Gravedad específica 0.85 (35° API)
Viscosidad prom. a 82°F 9.5 centistokes

Que el perfil del oleoducto sea el siguiente:

LUGARES	KILOMETRAJE	ALTURA <u>S.N.M</u>	OBSERVACIONES
Bayovar	0	5	Desvío carretera
Olmos	145	185	Proyecto Chamaya
Abra de Porculla	190	2,144	Desvío carretera
Lamparán	223	869	Proyecto Chamaya
Marañón	288	464	Plano Koppel 1910
Meléndez	510	194	Plano Koppel 1910

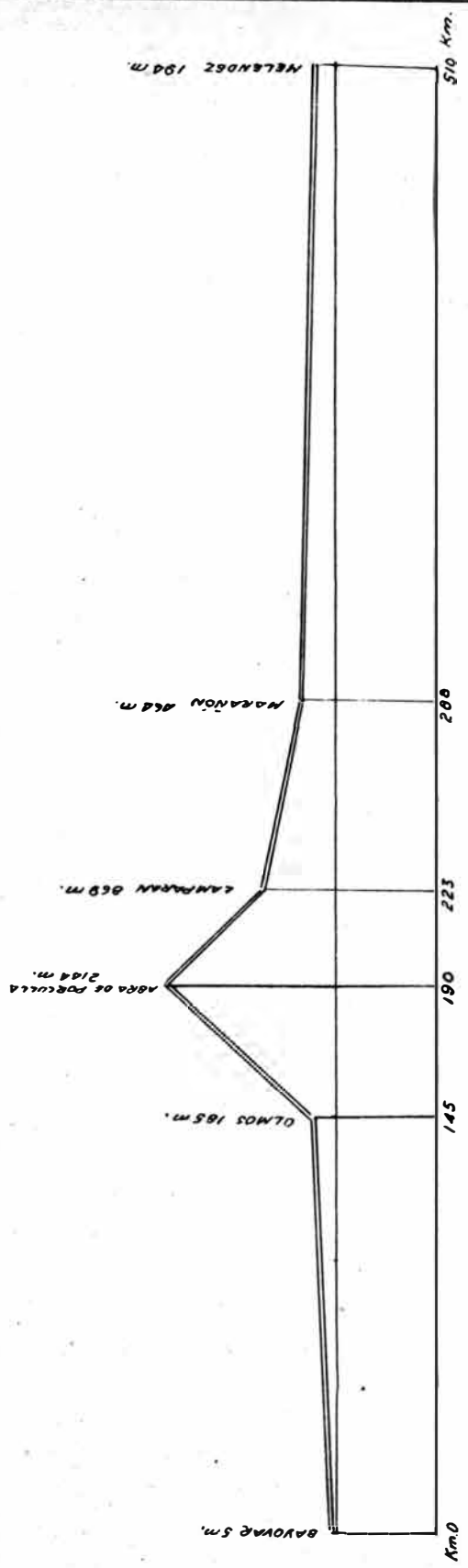
(Ver perfil en la hoja siguiente).

SOLUCION.- Del perfil se vé que la altura máxima de bombeo es 2,144 metros, en el Abra de Porculla, y de aquí en adelante comienza a descender hasta el nivel del mar en el terminal de Bayovar. La distancia entre estos dos puntos es aproximadamente 190 kilómetros (138 millas). Por lo tanto su gradiente será:

$$\frac{2,144 \times 0.433}{0.305 \times 138} \times 0.85 = 21.4 \text{ lbs/plg}^2 - \text{milla}$$

Utilizando la tabla N° 4, hallamos que la gradiente necesaria para hacer fluir 10,000 barriles por día a travez de una tubería de 6" es 21.3; de lo que se deduce, que en el tramo de Abra Porculla-Bayovar el crudo fluiría por gravedad.

PERFIL DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "A"



Los valores de la Tabla N° 4 han sido calculados aplicando la fórmula (6)

$$\Delta P = 1.91 \times S \times P^{0.25} \times \frac{Q^{1.75}}{D^{4.75}}$$

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, el crudo sólo requerirá ser bombeado desde Meléndez hasta Abra Porculla a lo largo de 320 kilómetros (179 millas). De la Tabla N° 3 sacamos que el costo promedio por milla de este proyecto es 24,000 dólares. Como la longitud total del tramo es 317 millas, su costo total estimado será:

$$317 \times 24,000 = 7,610,000$$

El costo de mantenimiento es el 10% del costo del oleoducto. Luego:

$$7,610,000 \times 0.1 = 761,000$$

De la tabla N° 2 sacamos que el costo de bombeo por milla, para un período de 10 años es 3,400 dólares.

Siendo L la longitud del tramo que va ser bombeado, su longitud equivalente será 1.05 L. Por lo tanto el costo de bombeo será:

$$1.05 \times 179 \times 3,400 = 640,000$$

El costo de bombeo para vencer el desnivel es:

$$C_1 = 0.36 Q \times H$$

Según los datos del proyecto la diferencia de co-

tas entre Meléndez y Abra de Forculla es 1,950 metros, lo que equivale a:

$$H = \frac{1,950 \times 0.433 \times 0.85}{0.305} = 2,340 \text{ lbs/plg.}^2$$

Por lo tanto:

$$C_1 = 2,340 \times 417 \times 0.36 = 352,000 \text{ dolares}$$

Luego el costo total del sistema será:

Costo Oleoducto	=	7,610,000	dólares	/
" Mantenimiento	=	761,000	"	
" de Bombeo	=	640,000	"	
" "	=	<u>352,000</u>	"	
		9,363,000	dollares	

Si las producciones de esta zona fueran: 20,000 30,000, 40,000, etc. barriles por día; procedería de igual manera que en el caso anterior.

Para los efectos de el estudio técnico económico, doy la tabla siguiente:

COSTOS TOTALES DE LOS POSIBLES SISTEMAS DE
OLEODUCTOS DEL SECTOR "A"

LONGITUD TOTAL 317 MILLAS

PRODUCCION BBLs/DIA	COSTO DEL OLEODUCTO EN DOLLARES	COSTO DEL BOMBEO (10 AÑOS)	COSTO DE MANTENIMIENTO (10 AÑOS)	COSTO TOTAL DEL SISTEMA EN DOLLARES
10,000	7,610,000	992,000	761,000	9,363,000
20,000	11,095,000	1,814,000	1,109,500	14,013,135
30,000	15,410,000	2,226,000	1,541,000	19,177,000
40,000	15,410,000	4,023,000	1,541,000	20,974,000
50,000	19,020,000	3,712,000	1,902,000	24,634,000
60,000	19,020,000	5,462,000	1,902,000	26,384,000
70,000	23,141,000	4,790,000	2,314,100	30,245,000
80,000	23,141,000	6,576,000	2,314,000	32,031,000
100,000	25,647,000	7,280,000	2,564,700	35,491,700
150,000	31,700,000	11,480,000	3,170,000	46,350,000
200,000	36,460,000	15,560,000	3,646,000	55,666,000
240,000	39,140,000	17,450,000	3,914,000	60,504,000
300,000	44,432,000	21,180,000	4,443,200	70,055,200

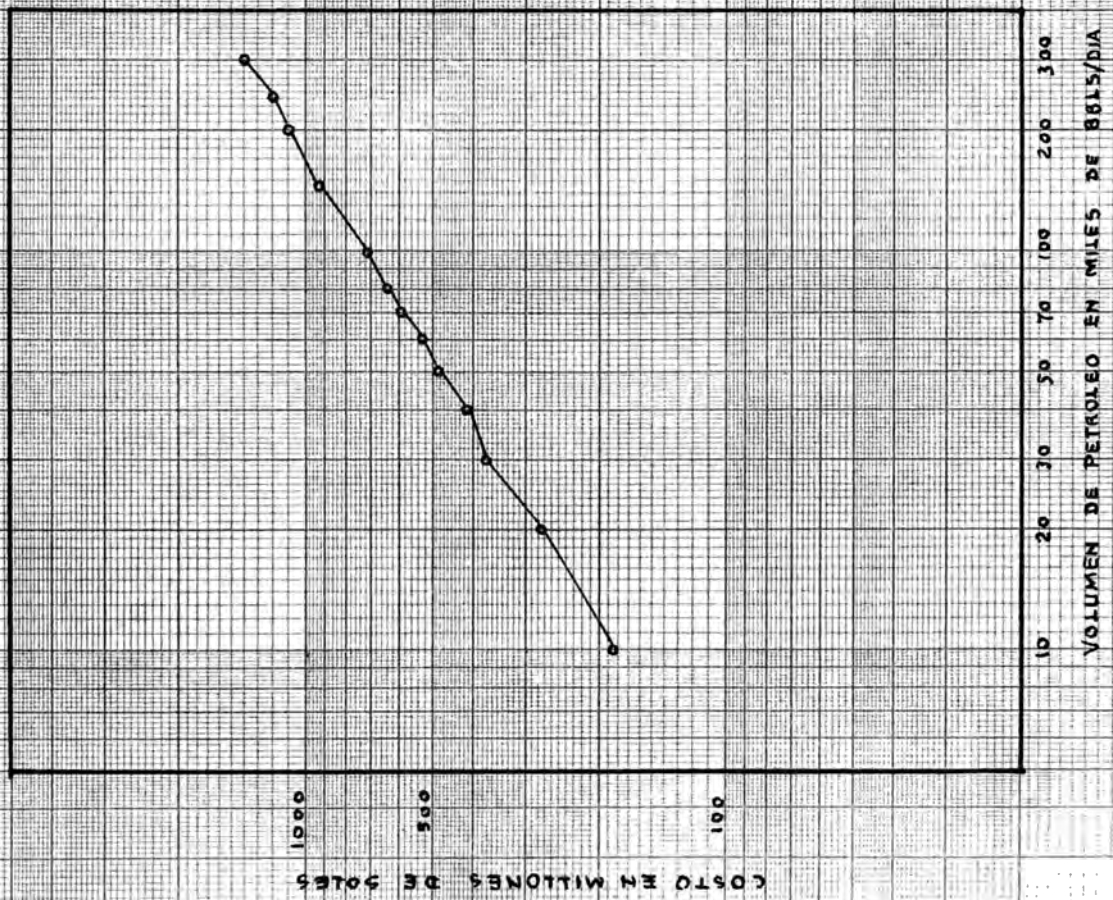
COSTOS TOTALES DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "A"
EN EL TRAMO DE MLENDEZ-BAYOVAR, EN 10 AÑOS DE OPERACION

LONGITUD TOTAL: 317 MILLAS

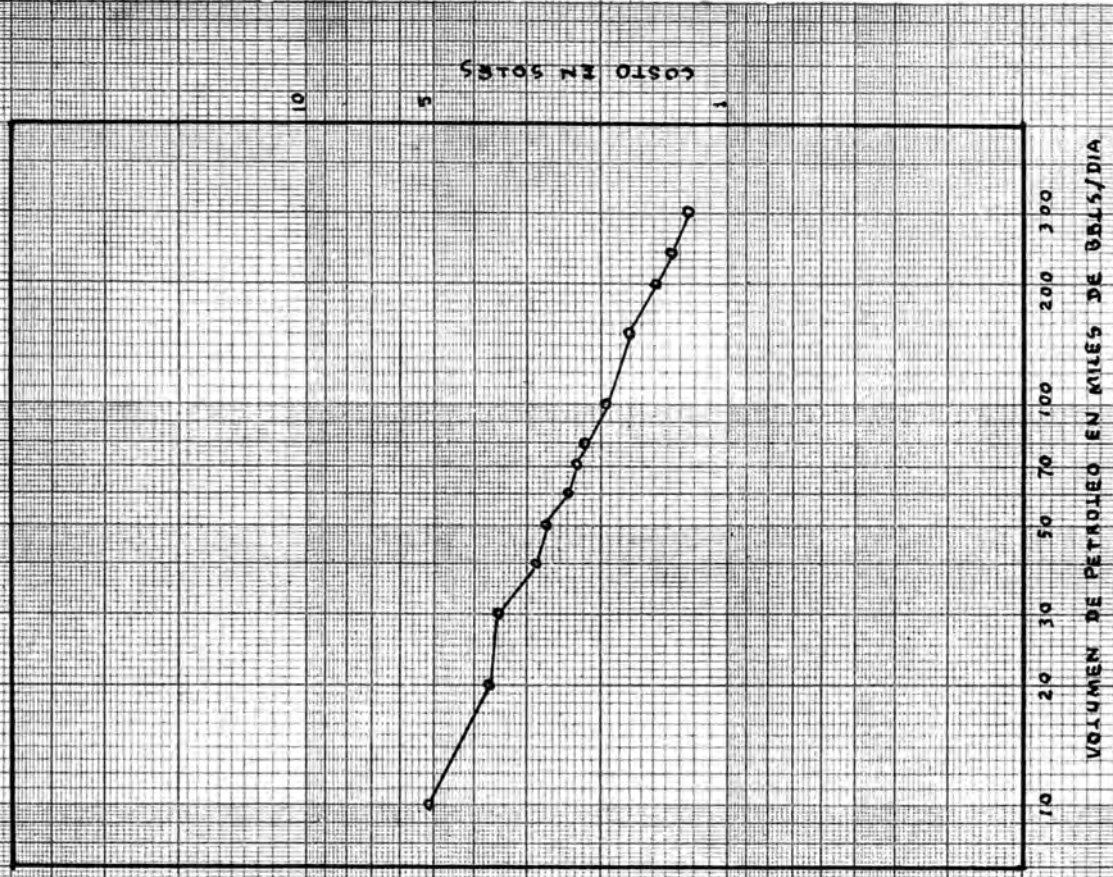
CAPACIDAD BBLs/DIA.	1° TRAMO		2° TRAMO		COSTO DEL SISTEMA DOLLARES.	COSTO TOTAL SISTEMA SOLES
	DIAM. ECON. PLGS.	LONG. MILLAS	DIAM. ECON. PLGS.	LONG. MILLAS		
10,000	6"	179	6"	138	9,363,000	187,260,000
20,000	8"	179	8"	138	14,013,135	280,262,000
30,000	10"	179	10"	138	19,177,000	383,540,000
40,000	10"	179	10"	138	20,974,000	419,480,000
50,000	12"	179	12"	138	24,634,000	492,680,000
60,000	12"	179	12"	138	26,384,000	527,680,000
70,000	14"	179	14"	138	30,245,000	604,900,000
80,000	14"	179	14"	138	32,031,000	640,620,000
100,000	16"	179	14"	138	35,491,000	709,820,000
150,000	18"	179	18"	138	46,350,000	927,000,000
200,000	20"	179	20"	138	55,666,000	1,113,320,000
250,000	22"	179	20"	138	60,504,000	1,210,080,000
300,000	24"	179	22"	138	70,055,000	1,401,100,000

Para el cálculo del costo del proyecto en soles, se ha tomado como tipo de cambio 20 soles por dollar.

COSTO DE OPERACION DE LOS QLEODUCTOS
DEL SECTOR "A"



COSTO DEL TRANSPORTE POR BARRIL DE LOS
QLEODUCTOS DEL SECTOR "A"



Graf. No 7

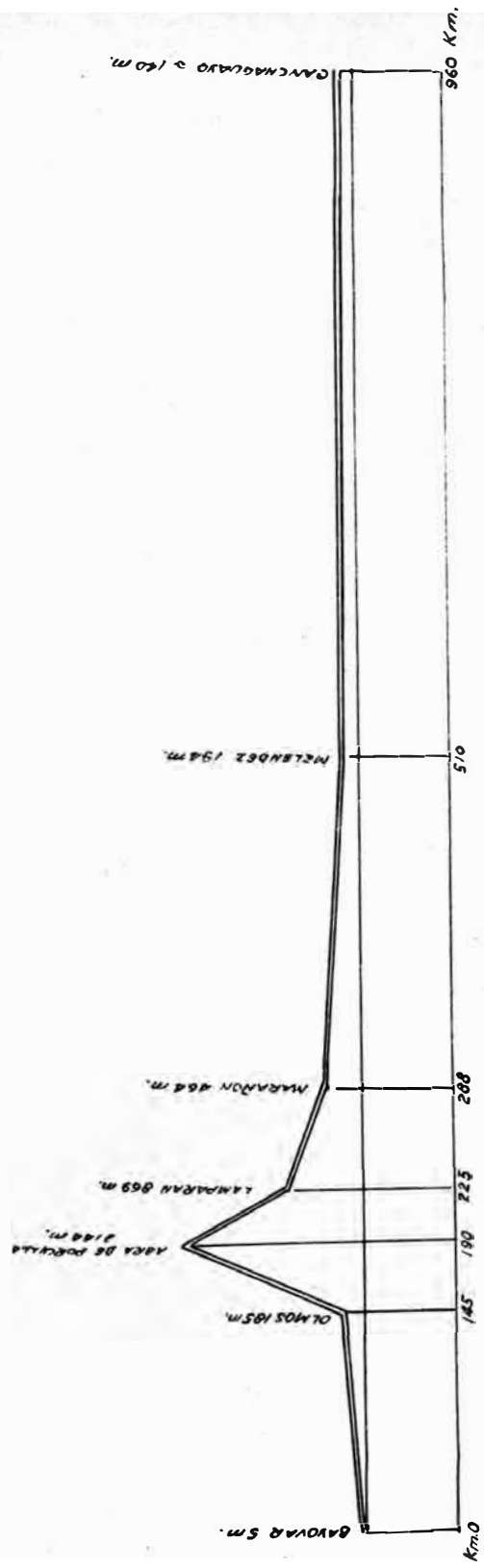
TABLA N° 4

TRAMO ABRA DE PORCULLA-BAYOVAR

CAPACIDAD BBLs/DIA.	CAPACIDAD BBLs/HORA	DIAMETRO ECONOMICO <u>PLGS.</u>	LONGITUD MILLAS	GRADIENTE LBS/PLG ² -MILLA
10,000	417	6"	138	21.3
20,000	834	8"	138	19.0
30,000	1,250	10"	138	13.3
40,000	1,668	10"	138	21.2
50,000	2,085	12"	138	13.5
60,000	2,500	12"	138	18.5
70,000	2,920	14"	138	12.0
80,000	3,340	14"	138	14.0
100,000	4,170	14"	138	21.0
150,000	6,250	18"	138	14.0
200,000	8,340	20"	138	13.8
240,000	8,340	20"	138	19.5
300,000	12,500	22"	138	18.0

Los diámetros económicos que se indican en la tabla, son los menores diámetros por donde el crudo puede fluir por gravedad, en el tramo considerado. El empleo de cualquier otro diámetro inferior, significaría un aumento del costo del bombeo. De igual manera cualquier otro diámetro mayor, sería anti-económico, por lo expuesto anteriormente.

PERFIL DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "B"



Desde que el perfil de este oleoducto es el mismo que el del perfil del oleoducto del sector "A" en el tramo de Meléndez a Porculla, sólo me limitaré a calcular el costo del oleoducto desde Canchaguayo a Meléndez y el costo de bombeo para vencer la fricción en la tubería a lo largo de este tramo y el desnivel existentes entre los mencionados puntos.

Los costos así hallados lo sumaré a los ya calculados para el Sector "A"; obteniendo de esta manera los costos totales para el tramo completo.

SOLUCION.- De acuerdo a lo anteriormente expuesto calcularemos el costo de bombeo para los 450 kilómetros (280 millas) que hay entre Canchaguayo y Meléndez.

De la Tabla # 3 sacamos que el costo promedio por milla de este proyecto es de 24,000 dólares. Como la longitud total del tramo es 280 millas, su costo total estimado será:

$$280 \times 24,000 = 6,720,000 \text{ dólares}$$

El costo de mantenimiento es el 10% del costo del oleoducto, luego su costo para los 10 años será:

$$6,720,000 \times 0.1 = 672,000 \text{ dólares}$$

Utilizando la Tabla # 2 hallamos que el costo de bombeo por milla para un período de 10 años es 3,400 dólares.

Siendo la longitud de la tubería en este tramo 280 millas, su longitud equivalente será: $1.05 \times 280 = 294$ millas. Por lo tanto el costo de bombeo será:

$$294 \times 3,400 = 999,600 \text{ dolares}$$

El costo de bombeo para vencer el desnivel está dado por:

$$C_1 = 0.36 Q \times H$$

Según los datos del perfil, la diferencia de cotas entre Meléndez y Canchaguayo es 54 metros, de donde sacamos que:

$$H = \frac{54 \times 0.433 \times 0.85}{0.305} = 65 \text{ lbs/plg}^2$$

Por lo tanto:

$$C_1 = 65 \times 417 \times 0.36 = 9,760 \text{ dolares}$$

Luego el costo total del sistema será:

Costo de Oleoducto	6,720,000
Costo de Mantenimiento	672,000
Costo de bombeo horizontal	999,600
Costo de bombeo vertical	<u>9,760</u>
	8,401,360 dolares

Si las producciones de esta zona fueran: 20,000, 30,000, 40,000, etc. barriles por día, procediendo de igual modo obtenemos la siguiente tabulación; que será de gran importancia para el estudio técnico-económico.

COSTOS TOTALES DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "B"

EN EL TRAMO DE CANCHA GUAYO-MELENDIZ EN

10 AÑOS DE OPERACION

PRODUCCIONES BBLs/DIA.	COSTO DEL OLEODUCTO EN <u>DOLLARES</u>	COSTO DEL BOMBEO (10 AÑOS)	COSTO DE MANTENIMIENTO (10 AÑOS)	COSTO TOTAL DEL SISTEMA <u>DOLLARES</u>
10,000	6,720,000	1,009,360	672,000	8,401,361
20,000	9,800,000	1,754,120	980,000	12,534,120
30,000	13,600,000	1,859,280	1,360,000	16,819,280
40,000	13,600,000	4,124,000	1,360,000	19,084,000
50,000	16,790,000	3,103,800	1,679,000	21,572,000
60,000	16,790,000	5,289,500	1,679,000	23,758,000
70,000	22,450,000	3,713,200	2,245,000	28,408,000
80,000	22,450,000	5,958,000	2,245,000	30,653,000
100,000	24,180,000	5,977,600	2,418,000	32,575,000
150,000	28,000,000	10,026,000	2,800,000	40,826,000
200,000	32,200,000	13,535,200	3,220,000	48,955,200
240,000	36,400,000	14,284,000	3,640,000	54,324,000
300,000	41,440,000	16,892,800	4,144,000	62,476,800

COSTOS TOTALES DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "B"

EN EL TRAMO DE CANCHAGUAYO-MELENDZ EN

10 ANOS DE OPERACION

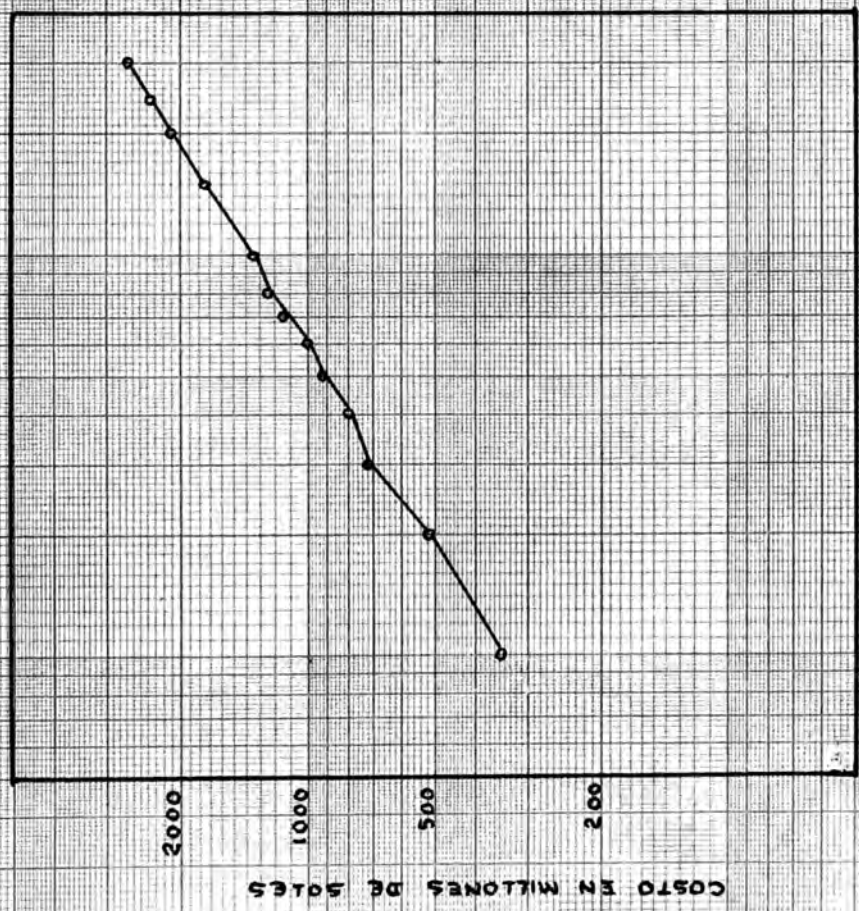
PRODUCCIONES BBLS/DIA	DIAMETRO ECONOMICO	LONGITUD MILLAS	COSTO TOTAL EN <u>DOLLARES</u>	COSTO TOTAL EN SOLES
10,000	6"	280	8,401,360	168,027,200
20,000	8"	280	12,534,000	250,680,000
30,000	10"	280	16,819,280	336,385,600
40,000	10"	280	19,084,000	381,680,000
50,000	12"	280	21,572,000	431,440,000
60,000	12"	280	23,758,000	475,160,000
70,000	14"	280	28,408,000	568,160,000
80,000	14"	280	30,653,000	613,060,000
100,000	16"	280	32,575,000	651,500,000
150,000	18"	280	40,826,000	816,520,000
200,000	20"	280	48,955,200	979,114,000
240,000	22"	280	54,324,000	1,086,480,000
300,000	24"	280	62,476,800	1,249,536,000

**COSTOS TOTALES DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "B"
EN EL TRAMO DE CANCHAGUAYO-BAYOVAR, EN 10 AÑOS DE OPERACION**

LONGITUD TOTAL: 597 MILLAS

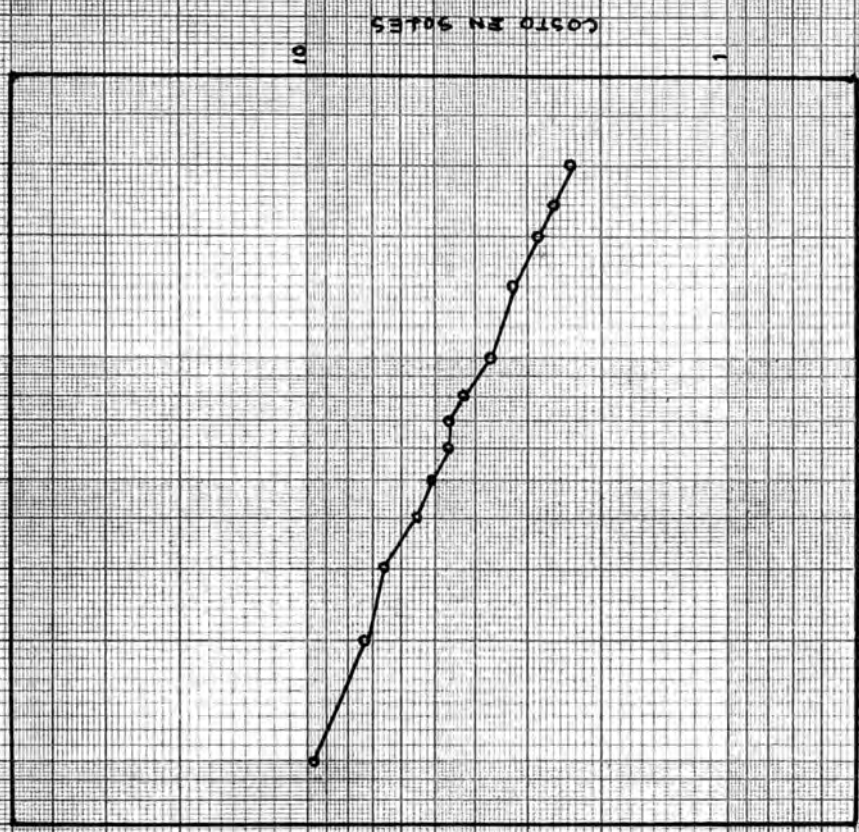
CAPACIDAD BBLs/DIA.	1° TRAMO		2° TRAMO		COSTO TOTAL DEL SISTEMA DOLLARES	COSTO TOTAL DEL SISTEMA SOLES
	DIAM. ECON. PLGS.	LONG. MILLAS	DIAM. ECON. PLGS.	LONG. MILLAS		
10,000	6"	459	6"	138	17,764,000	355,280,000
20,000	8"	459	8"	138	26,547,000	530,940,000
30,000	10"	459	10"	138	35,996,000	719,920,000
40,000	10"	459	10"	138	40,058,000	801,160,000
50,000	12"	459	12"	138	46,206,000	924,120,000
60,000	12"	459	12"	138	50,142,000	1,002,840,000
70,000	14"	459	14"	138	58,653,000	1,173,060,000
80,000	14"	459	14"	138	62,684,000	1,253,680,000
100,000	16"	459	14"	138	68,066,000	1,361,320,000
150,000	18"	459	18"	138	87,176,000	1,743,520,000
200,000	20"	459	20"	138	104,621,000	2,092,420,000
240,000	22"	459	20"	138	114,828,000	2,296,560,000
300,000	24"	459	22"	138	132,532,000	2,650,640,000

COSTO DE OPERACION DE LOS OLEODUCTOS DEL SECTOR "B"



VOLUMEN DE PETROLEO EN MILES DE BBLS/DIA

COSTO DEL TRANSPORTE POR BARRIL DE LOS OLEODUCTOS DEL SECTOR "B"



VOLUMEN DE PETROLEO EN MILES DE BBLS/DIA

1 9 8 7 6 5 4 3 2 1 9 8 7 6 5 4 3 2 1 2 3 4 5 6 7 8 9 1 2 3 4 5 6 7 8 9 1 2 3 4 5 6 7 8 9 1 2 3 4 5 6 7 8 9 1

GOSTO TOTAL DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "C"

Al hacer el estudio técnico económico de los posibles oleoductos del sector "B", se ha supuesto que no hay petróleo en explotación en el sector "A".

Para el estudio del sector "C" se va suponer como en el caso anterior, que en los sectores "A" y "B" no existe petróleo en explotación ó en su defecto que la producción sea demasiada escasa.

En éste caso hay dos posibilidades respecto al trazo del oleoducto.

La primera de éstas, sería seguir el trazo de los otros oleoductos; es decir que tendría como estación inicial de bombeo Aguas Calientes, a partir de éste punto un ramal correría casi paralelo a la margen izquierda del Ucayali hasta Canchaguayo, de allí en adelante seguiría el mismo trazo de los oleoductos propuestos para el sector "B". Según este trazo la distancia que abarcaría el oleoducto de Aguas Calientes a Bayovar será 1180 kms; por ser la distancia entre Canchaguayo y Aguas Calientes 220 kms. aproximadamente.

Otro de los posibles trazos sería uno similar al propuesto por la Dirección de Petróleo. Dicho oleoducto tendría como estación inicial de bombeo Aguas Calientes; luego seguiría casi paralela a la margen izquierda del Pachitea,

cruzando en su recorrido el río Sangarayaco antes de alcanzar Pozuzo. De Pozuzo comenzaría a ascender por la quebrada del río Huancabamba hasta alcanzar el Nudo de Pasco, luego seguiría hasta cerca de Cerro de Pasco. De Cerro de Pasco transmontaría la Cordillera Occidental (Cordillera de Huayhuash) a una altura más o menos igual a la del cuello de Anticona, y luego descendería hasta el Puerto de Supe. La distancia aproximada de este trazo es 450 kms.

De estos trazos el más conveniente es el segundo en razón comparativa de la distancia.

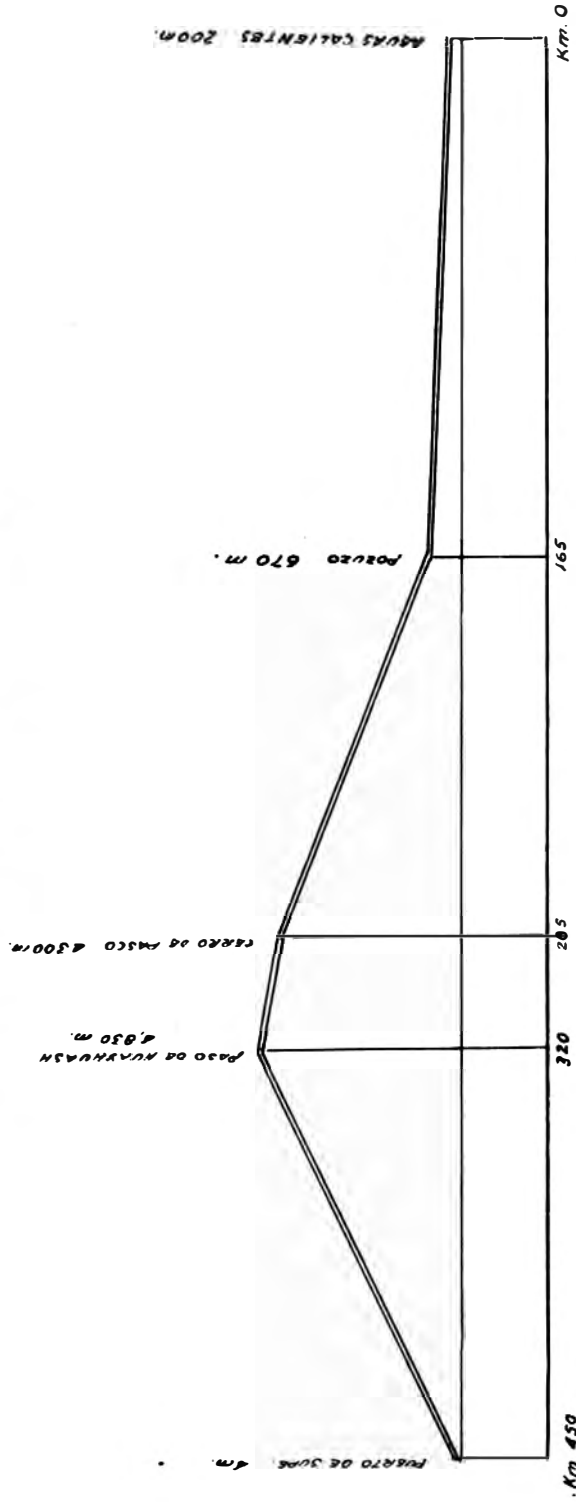
Como en los casos anteriores vamos a suponer que la producción promedio de ese sector sea 10,000 barriles diarios, y que las características del crudo sean las siguientes:

Gravedad específica	0.85 (35°API)
Viscosidad promedio a 50°F	18 centistokes

Perfil que ha de seguir el oleoducto:

<u>LUGARES</u>	<u>KILOMETRAJE</u>	<u>ALTURA S. N. M</u>
Aguas Calientes	0	200 m.
Pozuzo	165 aprox.	670 m.
Cerro de Pasco (Alred)	285 "	4,300 m.
Paso Cordillera de Huayhuash	320 "	4,840 m.
Puerto de Supe	450 "	4 m.

PERFIL DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR C



De los datos anteriores vemos que la altura máxima de bombeo es 4,840 metros, que corresponde a la Cordillera de Huayhuash, Pero a partir de este punto el oleoducto comienza a descender hasta el Fuerte de Supe, cubriendo alrededor de 130 kms. (80 millas). La gradiente estática entre los puntos mencionados es:

$$\frac{(4,840 - 4)}{0.305} \times \frac{0.433}{80} \times 0.85 = 73 \text{ lbs/plg}^2\text{-milla}$$

Utilizando la tabla #5 hallamos que la gradiente necesaria para hacer fluir 10,000 barriles por día, a través de una tubería de 6" de diámetro es 25.4 lbs/plg² milla. De lo que se deduce que en el tramo Huayhuash Fuerte de Supe, el crudo fluirá por gravedad.

De la tabla #3 sacamos que el costo promedio por milla de este proyecto es de 24,000 dólares. Como la longitud del tramo es 450 kms. (280 millas) su costo total estimado será:

$$280 \times 24,000 = 6,720,000 \text{ dólares}$$

El costo de mantenimiento es 10% del costo del oleoducto, luego su costo para los 10 años será:

$$6,720,000 \times 0.1 = 672,000 \text{ dólares}$$

COSTO DEL BOMBEO.- Desde que los costos de bombeo por milla de la tabla #2 fueron calculados asumiendo que la viscosidad promedio de flujo fuera de 9.5 centistokes; no la

podemos utilizar directamente en este caso por ser la viscosidad promedio de flujo 18 centistokes. En efecto los valores de la tabla #2 fueron calculados aplicando la fórmula:

$$C = 0.68 \times S \times P^{0.25} \times \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}}$$

Si llamamos C' el costo de bombeo por milla de los oleoductos del sector "C" y P' la viscosidad promedio del crudo, se tendrá:

$$C' = 0.68 \times S \times P'^{0.25} \times \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}}$$

Dividiendo miembro a miembro C' y C , obtendremos:

$$\frac{C'}{C} = \frac{(P')^{0.25}}{(P)^{0.25}} = \frac{(18)^{0.25}}{(9.5)^{0.25}} = 1.18$$

$$C' = 1.18 C$$

Por lo tanto los costos de bombeo por milla para los oleoductos del sector "C" lo podemos calcular, multiplicando los valores correspondientes de la tabla #2 por la constante 1.18.

En efecto utilizando la tabla #2 encontramos que el costo de bombeo por milla es de 3,400 dólares.

Siendo la longitud de la tubería en este tramo de 200 millas, su longitud equivalente será: $1.05 \times 200 = 210$ millas. Por lo tanto el costo de bombeo será:

$$210 \times 1.18 \times 3,400 = 842,500$$

El costo de bombeo para vencer el desnivel está dado por:

$$C_1 = 0.36 Q \times H$$

Según los datos del perfil, la diferencia de cotas entre el Paso de Huayhuash y Aguas Calientes es 4,836 metros, de donde sacamos que:

$$H = \frac{4,836 \times 0.433 \times 0.85}{0.305} = 5,850 \text{ lbs/plg}^2$$

Por lo tanto:

$$C_1 = 0.36 \times 417 \times 5,850 = 878,000 \text{ dolares.}$$

Luego el costo total del sistema será:

Costo del oleoducto	6,720,000
Costo de Mantenimiento	672,000
Costo de bombeo horizontal	842,500
Costo de bombeo vertical	<u>878,000</u>
	9,112,500 dolares

Si las producciones de esta zona fueran: 20,000, 30,000, 40,000, etc. barriles por día: procediendo de igual modo obtenemos la siguiente tabulación que será de gran importancia en el estudio técnico económico.

COSTOS TOTALES DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "C"

EN EL TRAMO DE AGUAS CALIENTES-PUERTO DE SUPE

<u>PRODUCCIONES BBLs/DIA</u>	<u>COSTO DEL OLEODUCTO DOLLARES</u>	<u>COSTO DEL BOMBEO (10 AÑOS)</u>	<u>COSTO DE MANTENIMIENTO (10 AÑOS)</u>	<u>COSTO TOTAL DEL SISTEMA DOLLARES</u>
10,000	6,720,000	1,720,500	672,000	9,112,500
20,000	8,920,000	3,221,000	892,000	13,033,000
30,000	12,300,000	4,184,000	1,230,000	17,724,000
40,000	12,300,000	6,962,000	1,230,000	20,492,000
50,000	15,800,000	7,970,000	1,580,000	25,350,000
60,000	15,800,000	9,678,000	1,580,000	27,058,000
70,000	18,400,000	9,226,000	1,840,000	29,466,000
80,000	19,400,000	12,984,000	1,940,000	34,324,000
100,000	22,200,000	13,740,000	2,220,000	38,160,000
150,000	25,840,000	21,420,000	2,584,000	49,844,000
200,000	29,960,000	28,780,000	2,996,000	61,736,000
240,000	32,960,000	32,922,000	3,296,000	69,178,000
300,000	37,600,000	40,340,000	3,760,000	81,700,000

GASTOS TOTALES DE LOS POSIBLES OLEODUCTOS DEL SECTOR "C"

EN EL TRAMO DE AGUAS CALIENTES-PUERTO DE SUPE

EN 10 AÑOS DE OPERACION. LONGITUD TOTAL: 450 KILOMETROS

CAPACIDAD BBLs/DIA.	1° TRAMO		2° TRAMO		COSTO TOTAL DEL SISTEMA DOLLARES	COSTO TOTAL DEL SISTEMA SOLES
	DIAM. PLGS.	LONG. MILLAS	DIAM. PLGS.	LONG. MILLAS		
10,000	6"	200	6"	80	9,112,000	182,240,000
20,000	8"	200	6"	80	13,033,000	260,660,000
30,000	10"	200	8"	80	17,724,000	354,480,000
40,000	10"	200	8"	80	20,492,000	409,840,000
50,000	12"	200	10"	80	25,350,000	507,000,000
60,000	12"	200	10"	80	27,053,000	541,160,000
70,000	14"	200	10"	80	29,466,000	588,920,000
80,000	14"	200	12"	80	34,324,000	686,480,000
100,000	16"	200	12"	80	38,160,000	763,200,000
150,000	18"	200	14"	80	49,844,000	996,880,000
200,000	20"	200	16"	80	61,736,000	1,234,720,000
240,000	22"	200	16"	80	69,178,000	1,383,560,000
300,000	24"	200	18"	80	81,700,000	1,634,000,000

TABLA N° 5

TRAMO PASO DE HUAYETASH-PUERTO DE SUTE

SECTOR "C"

<u>CAPACIDAD</u>		<u>DIAMETRO</u>	<u>LONGITUD</u>	<u>GRADIENTE</u>
<u>BBLs/DIA.</u>	<u>BBLs/HORA</u>	<u>PULGADAS</u>	<u>MILLAS</u>	<u>LBS/PIG² - MILLA</u>
10,000	417	6" Econ.	80	25.4
20,000	834	6" Econ.	80	71.0
30,000	1,250	8" Econ.	80	45.0
30,000	1,250	10"	80	15.8
40,000	1,668	8" Econ.	80	73.0
50,000	2,085	10" Econ.	80	38.4
60,000	2,500	10" Econ.	80	53.0
70,000	2,920	10" Econ.	80	68.0
80,000	3,340	12" Econ.	80	36.0
80,000	3,340	10"	80	87.5
100,000	4,170	12" Econ.	80	53.7
150,000	6,250	14" Econ.	80	53.
200,000	8,340	16" Econ.	80	45.
240,000	10,000	16" Econ.	80	61.6
300,000	12,500	18" Econ.	80	56.

Los diámetros económicos que se indican en la presente tabla, han sido elegidos después de comparar los costos que representarían el empleo de uno ó otro diámetro.

Así en la presente tabla, para un flujo de 80,000 bbls/día. se ha elegido como diámetro económico 12". Si en vez de este diámetro se hubiera tomado el de 10", es claro que el costo de construcción del oleoducto sería 12,500 dólares menos por cada milla, (ver Tabla N° 3) pero en cambio el crudo requeriría ser bombeado.

En efecto el costo de bombeo por cada milla de longitud para un período de 10 años está dado por la fórmula:

$$C = 0.68 \times S \times P^{0.25} \times \frac{Q^{2.75}}{D^{4.75}}$$

Reemplazando valores, tenemos:

$$C = 0.68 \times 0.85 \times (18)^{0.25} \times \frac{(3,340)^{2.75}}{(10.02)^{4.75}}$$

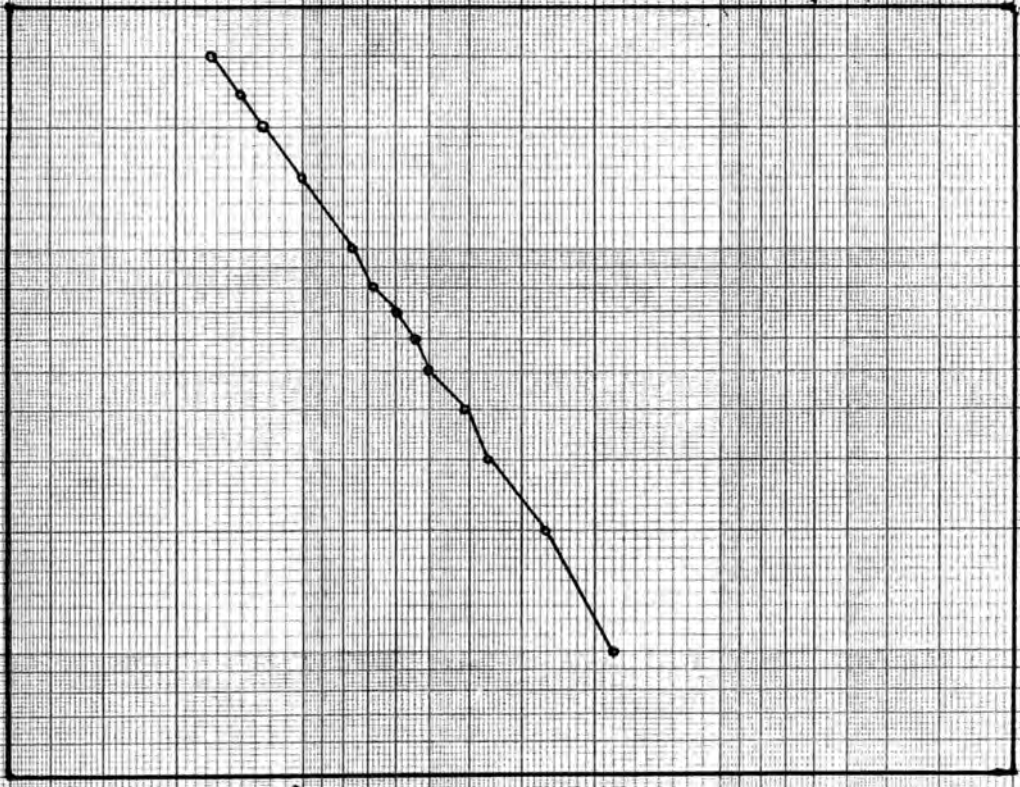
$$C = 102,000 \text{ dólares}$$

Desde que la gradiente necesaria es 87.5, (ver tabla adjunta) y sabiendo que la gradiente del tramo es 73; el costo del bombeo para suplir las 14.5 será:

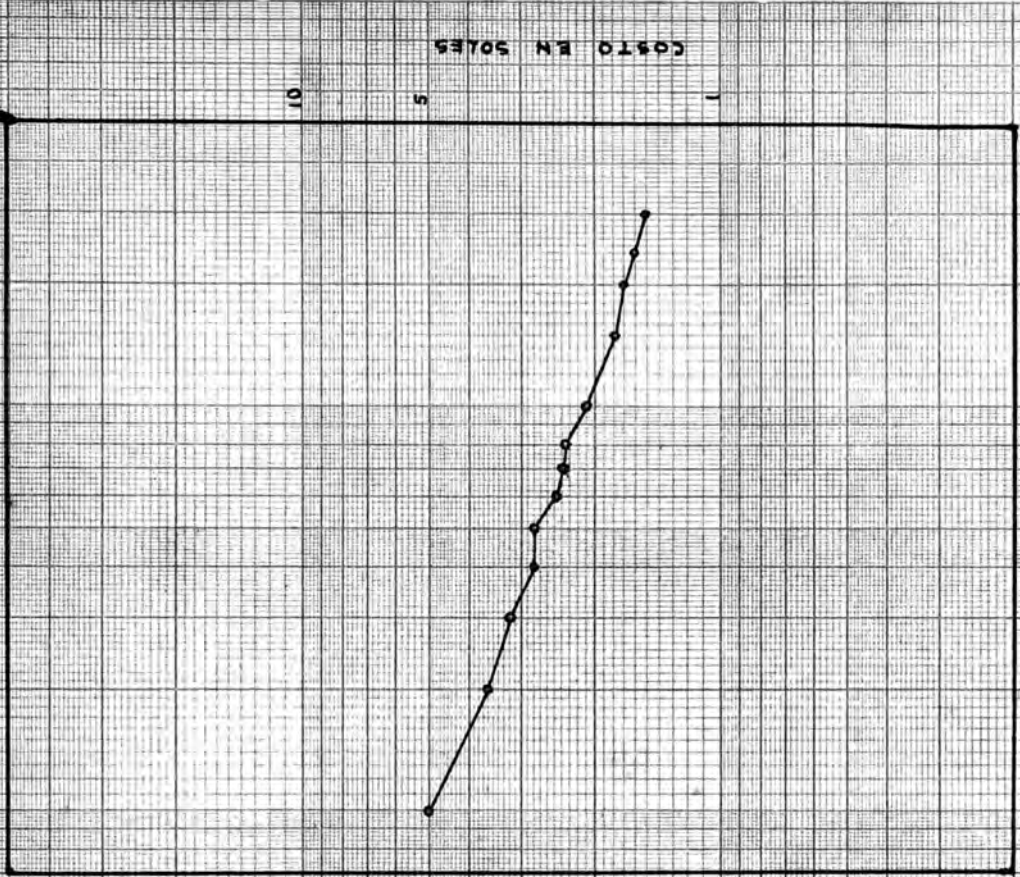
$$\frac{102,000 \times 14.5}{87.5} = 16,900 \text{ dólares}$$

Las cifras nos está indicando que el diámetro económico de la línea es 12". Los diámetros económicos de este tramo, son los diámetros más pequeños por donde el crudo puede fluir por gravedad.

COSTO DE OPERACION DE LOS OLEODUCTOS DEL SECTOR "C"



COSTO DEL TRANSPORTE POR BARRIL DE LOS OLEODUCTOS DEL SECTOR "C"



Graf. No 9

TABLA N° 6

CUADRO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE LOS DIFERENTES
SISTEMAS DE TRANSPORTE DEL SECTOR "A" EN 10 AÑOS

<u>PRODUCCION</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE</u> <u>POR OLEODUCTOS.</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE</u> <u>FLUVIAL</u>	<u>COSTO DEL TRANSPORTE</u> <u>CARRETERO</u>
	S/.	S/.	S/.
10,000	187,260,000	912,500,000	447,490,000
20,000	280,262,700	1,825,000,000	894,980,000
30,000	383,540,000	---	---
40,000	419,480,000	---	---
50,000	492,680,000	---	---
60,000	527,680,000	---	---
70,000	604,900,000	---	---
80,000	640,620,000	---	---
100,000	709,820,000	---	---
150,000	927,000,000	---	---
200,000	1,113,320,000	---	---
240,000	1,210,080,000	---	---
300,000	1,401,100,000	---	---

TABLA N° 7

CUADRO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE LOS DIFERENTES
SISTEMAS DE TRANSPORTES DEL SECTOR "B" EN 10 AÑOS

PRODUCCION BBLs/DIA	COSTO DEL TRANSPORTE POR OLEODUCTOS S/.	COSTO DEL TRANSPOR- TE FLUVIAL. S/.
10,000	355,280,000	912,500,000
20,000	530,940,000	1,825,000,000
30,000	719,920,000	---
40,000	801,160,000	---
50,000	924,120,000	---
60,000	1,002,840,000	---
70,000	1,173,060,000	---
80,000	1,253,680,000	---
100,000	1,361,320,000	---
150,000	1,743,520,000	---
200,000	2,092,420,000	---
240,000	2,296,560,000	---
300,000	2,650,640,000	---

TABLA N° 8

CUADRO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE LOS DIFERENTES
SISTEMAS DE TRANSPORTES DEL SECTOR "C" EN 10 AÑOS

PRODUCCION BBLs/DIA	COSTO DEL OLEODUC TO EN 10 AÑOS	COSTO DEL TRANS PORTE FLUVIAL.	COSTO DEL TRANS PORTE POR VIA FERREA
	s/.	s/.	s/.
10,000	182,240,000	912,500,000	372,000,000
20,000	260,660,000	1,825,000,000	744,000,000
30,000	354,480,000	---	---
40,000	409,840,000	---	---
50,000	507,000,000	---	---
60,000	541,160,000	---	---
70,000	588,920,000	---	---
80,000	686,480,000	---	---
100,000	763,200,000	---	---
150,000	996,880,000	---	---
200,000	1,234,720,000	---	---
240,000	1,383,560,000	---	---
300,000	1,634,000,000	---	---

CONCLUSIONES PARA EL SECTOR "A"

Los resultados de la tabla N° 6 nos muestra que cuando la producción haya alcanzado 10,000 barriles por día, el sistema de transporte más adecuado es el de los oleoductos, por ser el más económico.

En efecto cuando la producción sea de 10,000 barriles, de contarse con un oleoducto el costo de transporte por barril sería 5.1 soles (ver gráfico N°7). De utilizarse el transporte fluvial o el carretero los costos de transporte por barril serían 25 y 12.26 soles respectivamente.

Las cifras nos está indicando que cuando la producción sobrepase los 10,000 barriles por día, la necesidad de construir un oleoducto se hará impostergable. Cuando la producción sea inferior a los 10,000 barriles por día, de no contarse con la carretera de Borjas a Olmos, lo más aconsejable será conducir el crudo a Iquitos para su refinación. Los productos refinados podrían ser vendidos a Colombia o el Brasil a precios convenientes, de tal manera que la operación resultara económica. En caso de no contarse con dicho tramo las compañías verán, si les resulta más conveniente seguir refinando sus productos o en su defecto vender el petróleo crudo a Talara.

El siguiente cuadro ilustrará lo anteriormente dicho:

TABLA N° 9

COSTO DEL TRANSPORTE POR BARRIL DE CRUDO UTILIZANDO
LOS DIFERENTES SISTEMAS DE TRANSPORTES

<u>PRODUCCION</u> <u>BELS/DIA</u>	<u>OLEODUCTOS</u> <u>S/.</u>	<u>CARRETERA</u> <u>S/.</u>	<u>VIA FLUVIAL</u> <u>S/.</u>
10,000	5.10	12.26	25
20,000	3.85	12.26	25
30,000	3.50	---	--
40,000	2.90	---	--
50,000	2.70	---	--
60,000	2.40	---	--
70,000	2.38	---	--
80,000	2.20	---	--
100,000	1.95	---	--
150,000	1.70	---	--
200,000	1.50	---	--
240,000	1.38	---	--
300,000	1.28	---	--

CONCLUSIONES PARA EL SECTOR "B"

Los resultados de la tabla N° 7 nos muestra que cuando la producción haya alcanzado 10,000 barriles por día, el sistema de transporte más adecuado es el de los oleoductos, por ser el más económico. En efecto cuando la producción sea de 10,000 barriles por día, de contarse con un oleoducto el costo de transporte por barril sería 9.70 soles (ver gráfico N° 8).

En cambio si se utilizara el transporte por vía fluvial para exportar el petróleo de esta región a Manaus, Brasil, el costo del transporte por barril sería 25 soles.

Esto nos está indicando lo inoperente desde el punto de vista económico el transporte por vía fluvial, lo que en cierto modo obligaría a las compañías operantes de esa región a pensar en la construcción impostergable de un oleoducto de Canchaguayo a Bayovar.

En el caso de tenerse una producción escasa durante los primeros años, lo más conveniente desde todo punto de vista sería operar como hace la Compañía Ganso Azul, es decir enviar su crudo a Iquitos para que esto sea refinado, y luego vender los productos refinados para el consumo local ó en su defecto exportarlos al Brasil o Colombia.

El siguiente cuadro ilustrará lo anteriormente dicho:

TABLA N° 10

COSTO DEL TRANSPORTE POR BARRIL DE CRUDO UTILIZANDO LOS
DIFERENTES SISTEMAS DE TRANSPORTES

<u>PRODUCCION</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>OLEODUCTO</u> <u>S/.</u>	<u>VIA FLUVIAL</u> <u>_____S/.</u>
10,000	9.70	25
20,000	7.25	25
30,000	6.60	--
40,000	5.50	--
50,000	5.10	--
60,000	4.65	
70,000	4.60	--
80,000	4.30	--
100,000	3.70	--
150,000	3.20	--
200,000	2.85	--
240,000	2.60	--
300,000	2.40	--

CONCLUSIONES DEL SECTOR "C"

Los resultados de la tabla N° 8 nos muestra que cuando la producción de este Sector alcance los 10,000 barriles por día, el sistema de transporte que debe utilizarse es el de oleoductos, por ser el más económico.

En efecto cuando la producción sea de 10,000 barriles por día, de contarse con un oleoducto, el costo del transporte por barril sería 5.0 soles (ver gráfico N° 9). Si fuera posible contar con el transporte ferroviario, el costo del transporte por barril de crudo sería 10.20 soles, en caso contrario las compañías que operan en este Sector se verían en la necesidad de vender su petróleo crudo al exterior, significándole el transporte de cada barril 25 soles. Esto nos está indicando la necesidad de construir un oleoducto, teniendo en cuenta lo costoso que resultaría el empleo de los otros sistemas de transportes.

Cuando la producción sea escasa durante los primeros años de explotación lo más aconsejable sería transportar el crudo a Iquitos para su refinación, luego vender los productos ya refinados para el consumo de la región ó exportarlo al Brasil.

Para ilustrar lo económico que resultaría el transporte por oleoductos se da a continuación el siguiente cuadro:

TABLA N° 11

COSTO DEL TRANSPORTE POR BARRIL DE CRUDO

<u>PRODUCCION</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>OLEO DUCTOS</u> <u>S/. _____</u>	<u>FERROCARRIL</u> <u>S/. _____</u>	<u>VIA FLUVIAL</u> <u>S/. _____</u>
10,000	5.00	10.20	25
20,000	3.60	10.20	25
30,000	3.25	10.20	25
40,000	2.80	---	--
50,000	2.80	---	--
60,000	2.50	---	--
70,000	2.30	---	--
80,000	2.30	---	--
100,000	2.10	---	--
150,000	1.80	---	--
200,000	1.70	---	--
240,000	1.60	---	--
300,000	1.50	---	--

En la primera parte de este trabajo se ha estudiado en forma detallada los posibles costos de transporte del petróleo de nuestra amazonía hasta un puerto de la costa del Pacífico.

Como no es parte exclusiva de este estudio el determinar cual ha de ser el volumen mínimo de la explotación de petróleo que requerirá la necesidad impostergable de un oleoducto, por ser el aspecto económico el que decidirá el momento en que éste ha de construirse, he creído conveniente incluir en éste parte del trabajo algunos datos que han de ser de utilidad cuando se hagan estudios posteriores al respecto.

En efecto cada barril de petróleo que se produce está sujeto a los costos de previos de la exploración, costos de explotación, costos de la extracción de éstos hasta la superficie, y si éstos se encuentran alejados de los centros de consumo, a los costos de transporte.

Todos éstos costos son variables para cada región, y son ellos los que nos dirán en que momento la explotación es contraproducente desde el punto de vista financiero.

De los costos antes mencionados el que no podemos predecir por su amplio rango de variabilidad, es el costo de exploración por barril de petróleo hallado, ya que ello depende exclusivamente de los costos de exploraciones geológicas y geofísicas, costos de perforación, gastos por derechos de concesiones, gastos de oficinas e imprevistos, lo que en

suma nos dá el costo total de la exploración.

El costo de la explotación que es el que engloba costos de perforaciones de desarrollo de los campos previamente descubiertos, varía de un campo a otro de acuerdo al sistema de recuperación adoptado, producción por pozo etc. pero podría asumirse tomando como referencia el costo de explotación de campos similares.

De igual modo podría asumirse el costo de extracción del petróleo que engloba los costos de bombeo, líneas de conducción, tanques de almacenamiento, bombas, personal, viviendas, oficinas, talleres, etc.

COSTO DE LA EXPLORACION FOR PETROLEO.- Para tener una idea cabal de la forma como interviene uno y otro factor en los costos de exploración, se vá mostrar una tabla de los gastos de exploración en los EE. UU. durante el año de 1952.

TABLA N° 12

GASTOS DE EXPLORACION POR PETROLEO, AÑO DE 1952

(Estimados preliminares)

	<u>Costo Total</u>	<u>Costo por bbl. de re- serva des- cubierto.</u>	<u>Porcentaje del Total</u>
Costo de Perforación	\$1,217,365,000	\$.600	61.3
Costo de las concesiones	464,500,000	.229	23.4
Geología y geofísica	193,500,000	.095	9.7
Oficina general e imprevistos	111,800,000	.056	5.6
T o t a l	\$1,987,045,000	\$.98	100.0
Pozos exploratorios perforados	19,350		
Costo de perforación por pozo	\$ 62,900		
Costo total por pozo	102,700		
Nuevas reservas descubiertas (bbl)			
Nuevos campos	578,000,000		
Extensiones	1,794,000,000		
T o t a l	2,372,000,000		
Reservas netas (85%)	2,028,000,000		
Costo unitario por barril hallado		\$.98	



División de los costos de exploración en el año de 1952

Graf. N° 10

Por lo general cuando se descubren nuevos campos el costo inicial por barril de petróleo que se encuentra es relativamente mayor, pero cuando se hacen nuevos desarrollos las reservas son revisadas y este costo disminuye.

Para ilustrar mejor lo que se ha dicho, a continuación se muestra el siguiente cuadro:

TABLA N° 13

COSTO INICIAL POR BARRIL DE PETROLEO HALLADO

EN LOS NUEVOS CAMPOS

United States	<u>1947</u>	<u>1948</u>	<u>1949</u>	<u>1950</u>	<u>1951</u>	<u>1952</u>
Reservas halladas en millones de bbls.	505	461	983	623	465	578
Reservas netas (85%)	432	394	840	533	398	494
Pozos perforados (aceite)	660	783	880	980	1,320	1,340
Pozos perforados secos	<u>3,750</u>	<u>4,437</u>	<u>4,635</u>	<u>4,855</u>	<u>6,470</u>	<u>7,050</u>
Total de pozos	4,410	5,220	5,515	5,835	7,790	8,390
Costo de la perforación en miles de dolares	374,860	443,700	479,805	504,700	593,350	630,215
Otros gastos en miles de dolares	<u>114,034</u>	<u>143,881</u>	<u>150,860</u>	<u>156,500</u>	<u>166,660</u>	<u>186,677</u>
Costo total	488,894	587,581	630,665	661,200	706,010	866,892
Costo inicial por barril	\$ 1.13	\$ 1.49	\$.75	\$ 1.24	\$ 1.77	\$ 1.75

En la siguiente tabla se mostrará un cuadro comparativo de los costos iniciales y los costos revisados por barril de petróleo encontrado.

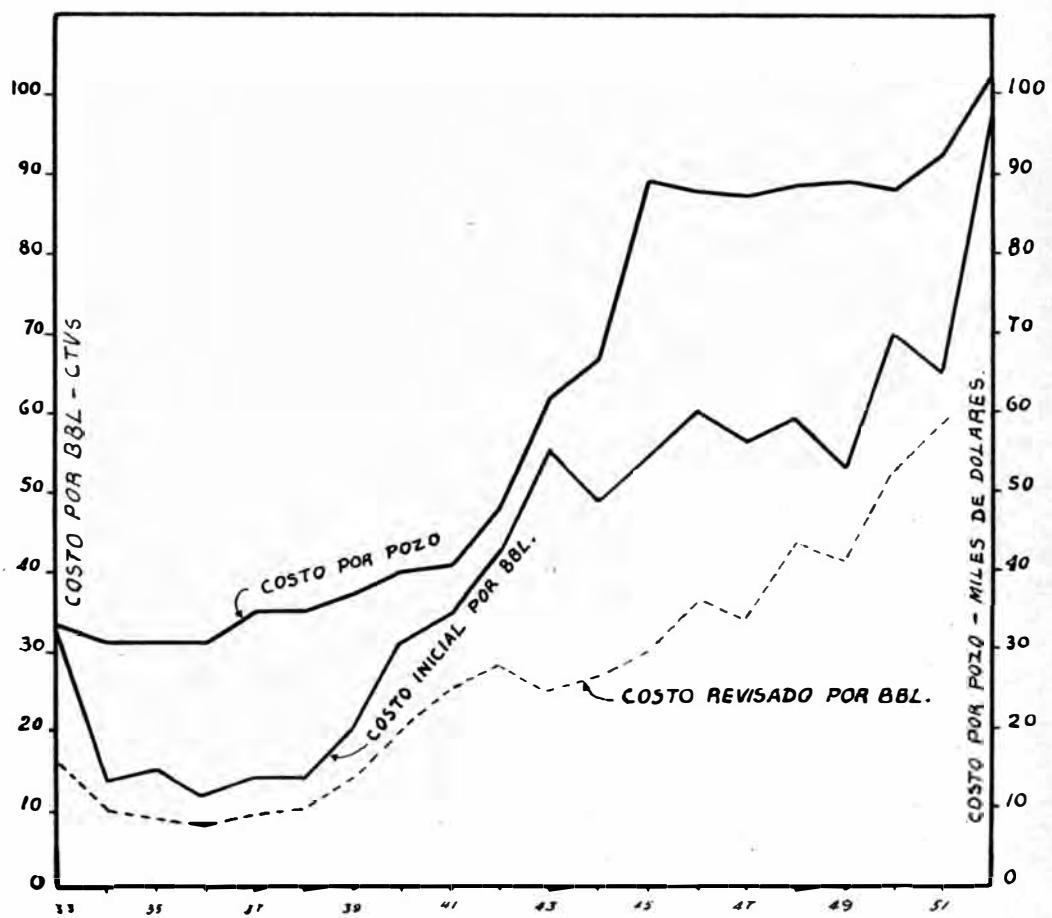
TABLA N° 14

COSTO DEL HALLAZGO DE PETROLEO EN LOS EE. UU.

(Incorporando nuevas revisiones en los estimados previos)

	<u>1944</u>	<u>1949</u>	<u>1950</u>	<u>1951</u>	<u>1952</u>
Reservas iniciales halladas en millones de bbls.	1,243	2,798	2,382	3,101	2,372
Reservas iniciales <i>netas</i>	1,063	2,392	2,037	2,651	2,028
Reservas revisadas <i>brutas</i>	2,311	3,578	3,200	3,405	--
Reservas revisadas <i>netas</i>	1,976	3,059	2,736	2,911	--
Costo de la perforación en miles de dólares	\$240,479	696,662	821,750	1018,565	1217,365
Otros costos	277,180	558,745	617,600	721,010	769,880
Costo total	517,659	1255,367	1439,350	1739,575	1987,245
Costo inicial por barril	\$.487	\$.525	\$.706	\$.656	\$.980
Costo revisado por bbl.	\$.262	\$.410	\$.526	\$.598	\$ --
Costo de la perforación por cada pozo	\$32,051	\$49,670	\$50,570	\$54,300	\$62,900
Costo total por pozo	\$68,994	\$89,505	\$88,600	\$92,600	\$102,700
Pozos <i>exploratorios</i> perforados	7,500	14,025	16,249	18,760	19,350

Para mayor ilustración se muestra el Gráfico N°11, siguiente.



Graf. N° 11

COSTO DE LAS PERFORACIONES EXPLORATORIAS EN LOS EE. UU.

Durante el año de 1952 se han llevado a cabo 19,350 perforaciones exploratorias de las cuales 10,600 fueron pozos wildcat destinados a la busca del petróleo, y 8750 pozos secos fueron perforados en el desarrollo de los campos de petróleo previamente descubiertos.

La exploración de nuevos campos envolvió la perforación de 8390 pozos, de los cuales 7050, ó sea el 84% resultaron secos.

El costo promedio de la perforación, y el equipo de producción de los pozos exploratorios que resultaron productivos fué de \$113,000 dólares, mientras que los pozos de desarrollo de los campos previamente descubiertos costaron en promedio \$88,000 dólares. Los pozos wildcat que resultaron secos tuvieron un costo promedio de \$75,000 dólares cada uno, mientras que los pozos de desarrollo que resultaron secos, después de salvar el equipo solo tuvieron un costo promedio de 42,000 dólares cada uno.

El costo promedio de los pozos exploratorios perforados en 1952 fué de 62,900 dólares, mientras que los otros costos promediaron 39,800 dólares por pozo.

Durante el año de 1952 se perforaron 19,350 pozos exploratorios haciendo una profundidad de 84,635,000 pies, lo que dá una profundidad promedio por pozo de 4,374 pies, siendo el costo de la perforación promedio por pozo de 62,900 dólares lo que dá un costo promedio por pie de 14.38 dólares.

COSTO DE LAS PERFORACIONES EXPLORATORIAS EN LA MONTAÑA
DEL PERU.

Desde que no podemos dar cifras exactas sobre los posibles costos promedios de las operaciones exploratorias en nuestra selva ya que recién se han iniciado las operaciones en éste sentido, tomaremos para los efectos de nuestro estudio como referencia los costos promedios que actualmente rigen para los campos de EE. UU. aplicando a las respectivas cifras un factor racional que esté de acuerdo con las dificultades que en nuestra selva puedan encontrarse.

De igual modo podríamos estimar el número de pozos exploratorios requeridos por pozo productivo. Es evidente que esta cifra varía ampliamente de un campo a otro por lo que en la presente tomaremos como referencia las estadísticas para el Perú y las de EE. UU. En efecto en el Perú el promedio de pozos exploratorios varía de 10 a 12 por pozo productivo. En los EE. UU. el promedio de pozos exploratorios por pozo productivo varía de 10:1 á 8:1.

En el siguiente cuadro se puede ver claramente esta proporción.

TABLA N° 15

RESULTADOS DE LAS PERFORACIONES EXPLORATORIAS

	1947	1948	1949	1950	1951	1952	Total 6 años
Wildcats (nuevos campos)	660	783	880	980	1320	1340	5963
Pozos productivos (Extensiones)	142	177	233	245	260	300	1357
Pozos de gas	207	245	203	233	260	265	1413
Pozos secos	4192	5100	5556	6606	8375	8960	38789
T o t a l	5201	6305	6872	8064	10215	10865	47522
Pozos secos que resultaron durante el desarrollo	5407	6790	7356	8418	8805	8750	45526
Total de pozos Exploratorios	10608	13095	14228	16482	19020	19020	93048

De la tabla anterior deducimos que de 93,048 pozos exploratorios perforados en los EE. UU. sólo resultaron productivos:

5,963

1,357

1,413

8,733

lo que nos dá una proporción de 10 : 1 á 11 : 1

Para los efectos de nuestro cálculo tendremos en cuenta los inconvenientes que nuestra selva ofrece a la exploración, así como de sus posibilidades. Por lo tanto asumiremos como proporción lógica 20 : 1. Este valor desde el punto de vista racional es el que más se ajustaría a la realidad.

POSIBLE PRECIO DEL PETROLEO DE NUESTRA MONTAÑA

Para poder estimar el posible precio promedio a que se cotizaría el petróleo de nuestra montaña, tomaremos como referencia los precios que regían en el mercado internacional para el crudo peruano, durante el año de 1951.

TABLA N° 16

VALORIZACION DEL PETROLEO PERUANO CORRESPONDIENTE AL AÑO
DE 1951 AL PRECIO DEL MERCADO INTERNACIONAL

<u>COMPANIAS</u>	<u>°A.P.I</u>	<u>BARRILES</u>	<u>U.S.DOLLAR</u> <u>POR BARRIL</u>
International Petroleum	37 - 37.9	11,372,907	2.59
Cia. Petrolera Lobitos	38 - 38.9	4,538,707	2.61
Empresa Petrolera Fiscal			
Los Organos	43.5	189,357	2.65
Zorritos	38	20,269	2.61
Compañía de Petróleo			
Ganso Azul Ltda.	44	168,656	2.65

Sin ser demasiado optimista podría asumir como precio promedio del petróleo de nuestra amazonía 2.70 dólares teniendo en cuenta que éste podría ser la cotización de nuestro petróleo dentro de algunos años.

CALCULO ESTIMADO DE LOS COSTOS DE EXPLORACION DEL SECTOR "A"

Como anteriormente hemos dicho, para los efectos del cálculo tomaremos como referencia los costos que actualmente rigen para los campos de EE. UU.

En efecto: el costo promedio de la perforación wildcat de los pozos que resultaron secos fué: 75,000 dólares, y de los pozos que resultaron productivos fué: 113,000 dólares. Si asumimos que el costo de perforación en nuestra selva sea 2 veces mayor para la misma profundidad promedio (4,400 ft) el costo de la perforación será:

Costo de perforación por pozo productivo	₡226,000
Costo de perforación por pozo seco (wildcat)	₡150,000

Así mismo convenimos que de cada 20 pozos exploratorios uno resultaba productivo.

De la tabla N° 15 deducimos que alrededor del 50% de los pozos exploratorios que resultaron secos, fueron pozos perforados en el desarrollo de las áreas previamente descubiertas durante el wildcating (durante la busca de nuevos campos de petróleo); el 40% de los pozos secos fueron perforados durante la búsqueda de petróleo, y el 10% de éstos resultaron productivos.

Para el caso de nuestra montaña podemos asumir los siguientes porcentajes:

Pozos que resultarán secos durante el desarrollo	50%
Pozos wildcat que resultarán secos	45%
Pozos wildcat que resultarán productivos	5%
Costo promedio por pozo seco perforado durante el desarrollo de las áreas nuevas	\$ 100,000

De igual modo se va asumir que la distribución de los costos de exploración sea como sigue:

Costos por derechos de concesión	10%
Costo de las explorac. geológicas y geofísicas	15%
Costo extras	5%
Costo de la perforación	<u>70%</u>
	100%

Si a este sector se van a perforar 400 pozos exploratorios, de acuerdo a los porcentajes asumidos el número de pozos que resultarán secos y productivos será como sigue:

Pozos que resultarán secos durante la búsqueda de petróleo	180
Pozos que resultarán secos durante el desarrollo de las áreas previamente descubiertas	200
Pozos que resultarán productivos durante la búsqueda por petróleo	20

COSTO DE LA PERFORACION

<u>Nº DE POZOS</u>	<u>COSTO POR POZO</u> \$	<u>COSTO TOTAL</u> DOLLARES
180	150,000	29,000,000
200	100,000	20,000,000
20	226,000	4,520,000
<hr/>		<hr/>
400		\$ 53,520,000

Anteriormente se ha asumido que el costo de la perforación representa el 70% de el costo total de la exploración. Por lo tanto el costo total será:

$$53,520,000 \times \frac{100}{70} = \$ 76,500,000$$

Ahora bien si asumimos que las reservas netas de petróleo, después de las revisiones, ascienda a 200,000,000 de barriles, el costo por barril de crudo descubierto en la exploración será:

$$\frac{76,500,000}{200,000,000} = \$ 0.38$$

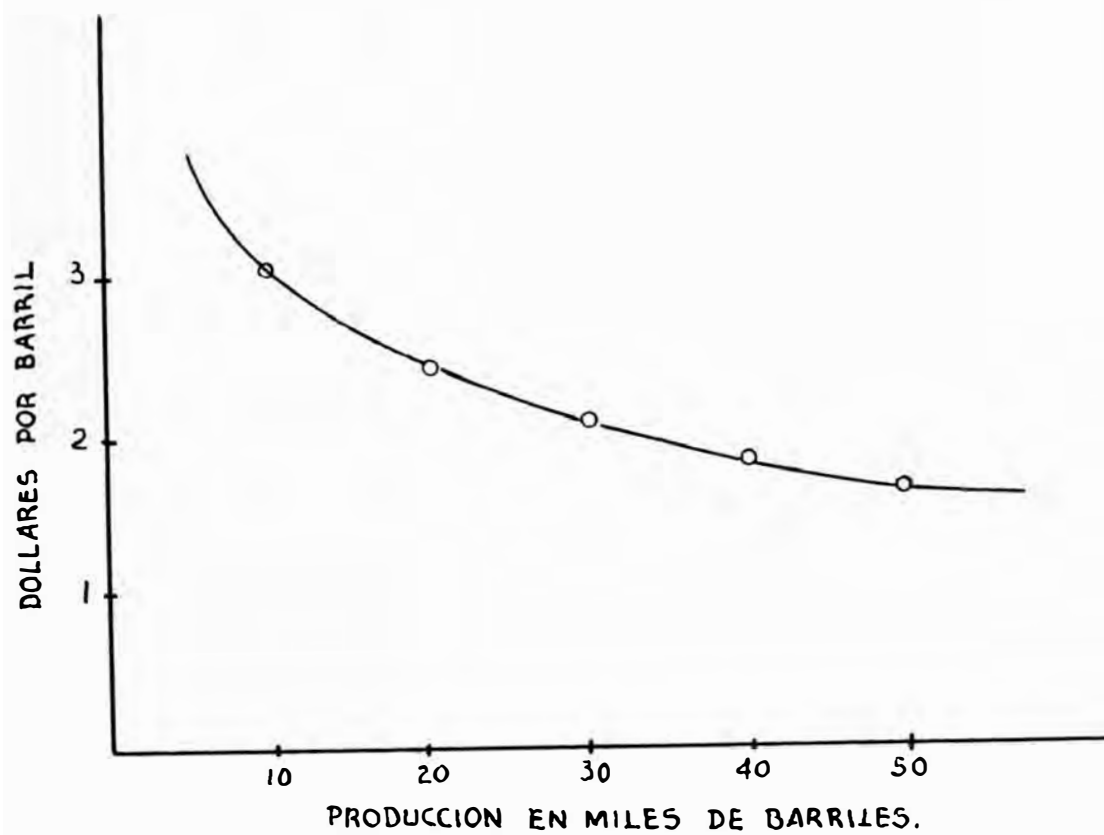
COSTO DE LA EXPLOTACION - SECTOR "A"

Debido a la falta de los medios de transportes adecuados para el traslado del equipo y maquinarias pesadas a la selva, así como también a las penosas dificultades que tendrá que soportar la exploración y la explotación, los costos iniciales que tendrá que soportar cada barril de petróleo será elevado. Pero estos costos irán decreciendo poco a poco a medida que se intensifique los trabajos; razón por la que habrá una producción mínima que hará posible la explotación de nuestros recursos petroleros. Desde que no podemos precisar los costos iniciales de explotación, nos limitaremos a asumir que la curva de costo de explotación sea por barril como la del Gráfico N° 12.

Del gráfico en referencia obtenemos los siguientes datos:

<u>PRODUCCION</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>COSTO DE LA EXPLOTACION</u> <u>POR BARRIL</u> <u>DOLLARES</u>
10,000	3.00
20,000	2.40
30,000	2.10
40,000	1.90
50,000	1.70

Es lógico que cuando se inicie la explotación y el ritmo alcanzado sea de 10,000 barriles por día, las compa-



Graf. N° 12

ñías estarán perdiendo dinero, ya que a los costos de explotación y exploración se le habrá que agregar los costos de transporte.

En la tabla N° 9 hallamos que el costo del transporte por barril de crudo, utilizando un oleoducto para una capacidad de 10,000 barriles diarios, es 5.00 soles, lo que en dólares al tipo de cambio actual es 0.25 ctvs.

Luego el costo de exploración y explotación, más el costo de transporte por barril de crudo colocado en el puerto de Bayovar será:

	<u>Dólares</u>
Costo de exploración	0.38
Costo de explotación	3.00
Costo del transporte	0.25
Costo de un barril de petróleo colocado en el puerto de Bayovar	3.63

Las cifras nos están indicando claramente que cualquier compañía con una explotación a este ritmo experimentaría una gran pérdida, de no aumentar su explotación, ya que el precio de venta del barril de crudo puesto en el puerto de Supe es 2.70 dólares. Ahora bien si la explotación se intensifica de tal manera que las producciones alcanzadas en éste sector sean: 20,000, 30,000, 40,000, 50,000, etc. barriles por día, los costos de explotación más los costos de exploración y transporte para las diferentes producciones serán como sigue:

	<u>10,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>20,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>30,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>40,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>50,000</u> <u>BBLs/DIA</u>
Costo de exploración por barril de crudo	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Costo de desarrollo bbl.	3.00	2.40	2.10	1.90	1.70
Costo del transporte/bbl. (ver tabla N° 9)	0.25	<u>0.19</u>	<u>0.175</u>	<u>0.145</u>	<u>0.135</u>
Costo total por bbl.	3.63	2.97	2.655	2.425	2.215

Los resultados indican claramente que con una producción de 30,000 barriles por día se obtendría una ganancia bruta de 0.045 dollar por barril. Descartamos esta cifra como producción mínima, ya que ello no significa ningún ali- ciente para compañía alguna. De igual modo descartamos la producción de 40,000 bbls. por día porque la ganancia bruta de 0.275 dollar por barril apenas alcanzaría a cubrir las pérdidas iniciales experimentadas al comienzo de la explota- ción. Por lo tanto la producción mínima de ésta región debe ser 50,000 bbls/día.

COSTO DE LA EXPLOTACION EN EL SECTOR "B"

Al igual que los otros sectores se asumirá que los costos de explotación, y los costos de exploración sean los mismos; por lo tanto el costo de un barril desde su extracción hasta su colocación en el puerto de Bayovar será como sigue:

	<u>10,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>20,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>30,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>40,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>50,000</u> <u>BBLs/DIA</u>
	\$	\$	\$	\$	\$
Costo de la explotación por barril de crudo	3.00	2.40	2.10	1.90	1.70
Costo de exploración/bbl.	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Costo del transporte por barril (ver tabla N° 10)	<u>0.485</u>	<u>0.362</u>	<u>0.33</u>	<u>0.275</u>	<u>0.255</u>
	3.865	3.142	2.81	2.555	2.335

Al igual que en el caso anterior será necesario tener una producción mínima de 50,000 barriles, para que la explotación sea posible desde el punto de vista económico.

Es lógico que con una producción de 40,000 barriles por día, tanto en el caso del sector "A" como en el caso del sector "B" las compañías explotadoras obtendrían una ganancia bruta de 0.275 y 0.145 dólares respectivamente.

Pero esta ganancia es demasiada exigua y no lograría cubrir las pérdidas tenidas durante los comienzos de la explotación.

COSTOS DE LA EXPLOTACION EN EL SECTOR "C"

A pesar que esta región ofrece mayores ventajas para la explotación que los sectores antes mencionados, asumiremos que los costos se mantengan los mismos para la explotación y exploración en este sector.

	<u>10,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>20,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>30,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>40,000</u> <u>BBLs/DIA</u>	<u>50,000</u> <u>BBLs/DIA</u>
	\$	\$	\$	\$	\$
Costo de la explotación por barril de crudo	3.00	2.40	2.10	1.90	1.70
Costo de la exploración/bbl.	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Costo del transporte por barril (ver tabla N° 11)	<u>0.25</u>	<u>0.18</u>	<u>0.162</u>	<u>0.14</u>	<u>0.14</u>
Costo total por bbl.	3.63	2.96	2.642	2.42	2.22

Los resultados nos indican que será necesario tener una producción mínima alrededor de 50,000 barriles por día, para pensar en la explotación de esta región.

Es lógico suponer que los resultados a que se han llegado habrían sido diferentes de haberse supuesto otros costos para las operaciones de exploración y explotación.

Sin embargo nos dá una idea cabal de que no se podrá pensar en la construcción de una determinada capacidad de oleoducto si antes no se ha estudiado, cual debe ser la explotación mínima que justifique su construcción.

I N D I C E

	N° de pág.
Gráfico # 1	15 - 16
Gráfico # 2	16 - 17
Gráfico # 3	19 - 20
Gráfico # 4	29 - 30
Gráfico # 5	34 - 35
Gráfico # 6	37 - 38
Gráfico # 7	51 - 52
Gráfico # 8	58 - 59
Gráfico # 9	67 - 68
Gráfico #10	3 - 4 2° parte
Gráfico #11	5 - 6 "
Gráfico #12	14 - 15 "
Mapa con el trazo de los posibles oleoductos de Canchaguayo a Bayovar	39 - 40
Mapa con el trazo de los posibles oleoductos necesarios para la explotación de la montaña	38 - 39
Mapa de las principales zonas petroleras de la selva del Perú	1 - 2

Perfil de los posibles oleoductos del Sector "A"	47 - 48	
Perfil de los posibles oleoductos del Sector "B"	53 - 54	
Perfil de los posibles oleoductos del Sector "C"	60 - 61	
Tabla N° 1	27	
Tabla N° 2	43	
Tabla N° 3	45	
Tabla N° 4	52	
Tabla N° 5	66	
Tabla N° 6	68	
Tabla N° 7	69	
Tabla N° 8	70	
Tabla N° 9	72	
Tabla N°10	73	
Tabla N°11	75	
Tabla N°12	3	2° parte
Tabla N°13	4	
Tabla N°14	5	
Tabla N°15	8	
Tabla N°16	10	