

REPUBLICA DEL ECUADOR
SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES



XVI Curso Superior de Seguridad Nacional
y Desarrollo

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

ALTERNATIVAS DE USO PARA EL PETROLEO
DEL SURORIENTE
Ing. Luis Almeida A.

1988-1989

I N D I C E

CONTENIDO	PAGINA
<u>INTRODUCCION</u>	1
<u>ANTECEDENTES</u>	3
<u>CAPITULO I</u>	12
1. <u>DISEÑO DE UN OLEODUCTO</u>	12
1.1. ECUACION DE DARCY	13
1.2. ECUACION DE BLOSIOUS	14
1.3. PERDIDAS DE CARGA POR ROZAMIENTO	14
1.4. PERDIDAS DE CARGA POR ALTURA	14
1.5. NUMERO DE RAYNOLD	15
1.6. FACTOR DE FRICCION	16
1.7. FLUJO VISCOZO	17
1.8. FLUJO LAMINAR	18
1.9. TEMPERATURA PROMEDIO	20
<u>CAPITULO II</u>	26
2. <u>BOMBEO DE FLUIDOS</u>	26
2.1. CARGA TOTAL DE UN SISTEMA	27
2.2. POTENCIA HIDRAULICA	27
<u>CAPITULO III</u>	29
3. <u>ALTERNATIVA DE EXPORTACION DE PETROLEO</u>	29
3.1. SUPUESTOS Y PARAMETROS BASICOS	29
3.1.1. <u>Ubicacion de la Ruta</u>	29
3.1.2. <u>Características viales y distancias</u>	30
3.1.3. <u>Trayecto vial del oleoducto</u>	32
3.1.4. <u>Ruta del oleoducto</u>	34
3.1.5. <u>Altura de inicio</u>	34
3.1.6. <u>Altura Máxima</u>	36
3.1.7. <u>Altura Final</u>	36
3.1.8. <u>Ubicación de estaciones</u>	36

3.2. PARAMETROS TECNICOS-CALCULO	38
3.2.1. <u>Caudal a transportarse</u>	38
3.2.2. <u>Propiedades</u>	38
<u>CAPITULO IV</u>	41
4. <u>CALCULO HIDRAULICO OLEODUCTO SARAYACU-MONTEVERDE</u>	41
4.1. OLEODUCTO SARAYACU-EL ARENAL	41
4.1.1. <u>Presión de fricción</u>	42
4.1.2. <u>Presión de elevación</u>	42
4.1.3. <u>Presión de descarga</u>	43
4.1.4. <u>Presión residual</u>	43
4.1.5. <u>Número de estaciones de bombeo</u>	43
4.1.6. <u>Ubicación de las estaciones de bombeo</u>	44
4.2. ANALISIS DEL CALCULO HIDRAULICO	45
4.2.1. <u>Estacion N°1- estacion N°2</u>	46
4.2.2. <u>Estacion N°2- estacion N°3</u>	46
4.2.3. <u>Estacion N°3- estacion N°4</u>	46
4.2.4. <u>Estacion N°4- punto alto</u>	47
4.2.5. <u>Estacion N°4- N°5;</u> <u>estacion N°5- punto alto</u>	47
4.3. COSTO DE CONSTRUCCION OLEODUCTO SARAYACU-EL ARENAL	53
4.3.1. <u>Costo del oleoducto con tubería 20"</u>	54
4.3.2. <u>Costo de almacenamiento</u>	55
4.3.3. <u>Costo oleoducto tubería 16"</u>	55
4.3.4. <u>Costo tramo Sarayacu- El Arenal</u>	56
<u>CAPITULO V</u>	57
5. <u>OLEODUCTO EL ARENAL-MONTEVERDE</u>	57
5.1. PRESION DE ELEVACION	57
5.2. NUMERO DE REDUCTORAS	58
5.3. UBICACION DE REDUCTORAS	58
5.4. CALCULO HIDRAULICO EL ARENAL-MONTEVERDE	61
5.4.1. <u>El Arenal reductora N°1</u>	61
5.4.2. <u>Reductora N°1 - reductora N°2</u>	62
5.4.3. <u>Reductora N°2 - reductora N°3</u>	63

5.4.4. <u>Reductora N°3 - Terminal Monteverde</u>	64
5.5. <u>COSTO OLEODUCTO EL ARENAL-MONTEVERDE</u>	66
5.5.1. <u>Costo del oleoducto tubería de 18"</u>	66
5.5.2. <u>Costo tramo Arenal-Monteverde</u>	67
5.5.3. <u>Costo oleoducto Sarayacu-Monteverde</u>	67
<u>CAPITULO VI</u>	68
6. <u>ALTERNATIVA DE INDUSTRIALIZACION DEL PETROLEO</u>	68
6.1. OFERTA NACIONAL GASOLINA-DIESEL	69
6.2. DEMANDA NACIONAL GASOLINA-DIESEL	73
6.3. BALANCE NACIONAL GASOLINA-DIESEL	76
6.4. ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES	79
6.5. ZONA SUR OFERTA DEMANDA GASOLINA-DIESEL	80
6.6. INCREMENTO DE OFERTA	81
6.7. TRANSPORTE DE DERIVADOS	83
<u>CAPITULO VII</u>	84
7. <u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	84
7.1. EXPORTACION DEL PETROLEO	84
7.1.1. <u>Conclusiones</u>	84
7.1.2. <u>Recomendaciones</u>	85
7.2. INDUSTRIALIZACION DEL PETROLEO	86
7.2.1. <u>Conclusiones</u>	86
7.2.2. <u>Recomendaciones</u>	87

LISTA DE TABLAS

TABLA N°	PAGINA
1	71
2	74
3	77
4	82

LISTA DE MAPAS

CONCEPTO	PAGINA
Mapa Petrolero del Ecuador	11

LISTA DE GRAFICOS

CONCEPTO	PAGINA
Coefficiente de Fricción	22
Viscosidad de Líquidos	23
Número de Reynolds	24
Recorrido del Oleoducto Proyectado	33
Perfil Topográfico Oleoducto Proyectado	35
Estaciones de Bombeo y Reductoras	60
Oferta Gasolina-Diesel	72
Demanda Gasolina-Diesel	75
Balance Gasolina-Diesel	78

B I B L I O G R A F I A

STREETER/WYLIE. Mecánica de los fluidos (Quito, Biblioteca Particular) 6ta Ed. abril 1980 Editorial MCGRAW-HILL de México.

TYLER G. HICKS Bombas su selección y aplicación (Quito, Biblioteca Particular) décimotercera impresión Compañía Editorial Continental S.A., México.

LESTER CHARLES UREN Ingeniería de producción del petróleo (Quito, Biblioteca Particular) Compañía Editorial Continental, S.A. México.

DOCUMENTOS CEPE

SUBGERENCIA DE PLANIFICACION
Estudio de la Demanda de Combustibles en el Ecuador
Mayo 1987

SUBGERENCIA DE PLANIFICACION
Oferta de Derivados 1988-2000
Diciembre 1987

SUBGERENCIA DE PLANIFICACION
Análisis de la Viabilidad de los Nuevos Proyectos de
Transporte de Derivados
Agosto 1987

SUBGERENCIA DE LA COORDINACION DE LA CONTRATACION
PETROLERA
Informe Anual de Actividades 1988 (Resumen)

SUBGERENCIA DE CONTRATACION PETROLERA
Dirección Técnica
Evaluación Técnica y Licitación
Octubre 1987

INSTITUTO NACIONAL DE ENERGIA
Potencial Petrolero del Ecuador y su Contribución a Largo
Plazo
Quito-Ecuador
Mayo 1987

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
Optimización de Producción de los Campos en Explotación
de La Región Amazónica
Quito-Ecuador
Abril 1987

OIL AND GAS JOURNAL PIPELINE ECONOMIES REPORT

I N T R O D U C C I O N

El objetivo del presente trabajo es poner a consideración dos alternativas de uso al petróleo existente y por descubrirse en áreas del sur oriente ecuatoriano y específicamente en los bloques N°8, 10, 12 y 13 asignados mediante Contratos de Riesgo a las compañías ESSO, HISPANOIL, ARCO, TENNECO Y UNOCAL y en las áreas reservadas a CEPE.

Considerando el alcance de una monografía no se pretende desarrollar y obtener resultados de prefactibilidad, lo que se hará es exponer criterios técnicos y económicos que respalden las alternativas.

En la primera alternativa el petróleo será destinado exclusivamente a exportación, generando ingresos adicionales que permita incentivar el desarrollo económico y social del país.

La ejecución de esta alternativa implica diseño, construcción y montaje de un oleoducto para transportar el hidrocarburo desde las áreas de producción hasta el sitio de exportación. Se realizará un preliminar esquema de cálculo hidráulico y una determinación aproximada del valor de las inversiones.

La segunda alternativa contempla la industrialización del petróleo, requiriéndose la construcción de una refinería, cercana a las áreas productivas, con un patrón de

proceso para obtener exclusivamente gasolina y diesel.

La infraestructura de refinación instalada en el país, en un futuro muy cercano, será insuficiente para abastecer adecuada y oportunamente la demanda nacional de gasolina y diesel. Esta alternativa incrementará la oferta nacional solucionando el abastecimiento del país en los dos combustibles.

La realización de esta alternativa necesita adicionalmente la construcción de un poliducto para evacuar los productos limpios hasta un centro de almacenamiento y distribución.

A N T E C E D E N T E S

Si se analiza la economía ecuatoriana desde la década de 1.930 hasta el año de 1.970 se puede manifestar que se sustentaba en la exportación de productos agrícolas como el cacao, café y banano.

En 1.972 se produce un hecho histórico y decisivo, el Ecuador inicia su producción de petróleo en los campos de la región amazónica, dados en consecuencia a las compañías Texaco y Gulf; el país se convierte de importador a exportador de petróleo y de combustibles.

Se dan profundos cambios cualitativos y cuantitativos en la sociedad y economía ecuatoriana: desarrollo de las actividades industriales y comerciales, crecimiento acelerado de las inversiones, aumento de importaciones, cambio en patrones de consumo, acentuada migración campesina a la ciudad, disminución de la producción de bienes alimenticios.

Actualmente la economía ecuatoriana depende fundamentalmente de las divisas provenientes de las exportaciones petroleras cuyos ingresos en 1988 representan aproximadamente el 45 % del total de las divisas que el estado recibe por exportaciones y aporta con el 40 % de los ingresos del sector público; se admite que a corto y mediano plazo, la economía seguirá dependiendo de este recurso natural agotable.

Durante los primeros 16 años de producción de petróleo el país ha consumido 1.200 millones de barriles, utilizando parte para su consumo interno y el resto para exportación. Se estima en 1.100 millones de barriles, el

monto de reservas que el país dispone en la actualidad, las mismas que representan unos 10 años de duración, de explotación, al mismo ritmo de producción actual.

Este nivel de reservas se debe principalmente a que luego de la etapa de explotación se descuido y no se incentivo la actividad exploratoria, que hubiese permitido el descubrimiento de nuevos yacimientos que reemplacen los volúmenes consumidos y aseguren la disponibilidad de este recurso básico para el país.

El consumo nacional de combustibles anualmente se incrementa, lo que implicaría la necesidad de utilizar mayores volúmenes de crudo para las refinerías y consecuentemente la reducción de volúmenes exportables; para 1.989 se estima que la carga requerida para refinación sea aproximadamente de 35,6 millones de barriles y para el año 2.000 de 50 millones. Por lo manifestado el panorama del país en cuanto a disponibilidad de hidrocarburos no es halagador.

El Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos y la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, con el objeto de asegurar el futuro energético logran obtener reformas a la Ley de Hidrocarburos que permite, entre otros aspectos, la aplicación de una modalidad para contratar la exploración y explotación de hidrocarburos, mediante los Contratos de Prestación de Servicios.

Al respecto, el Art. 16 de la Ley dice: "Son contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos aquellos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan para con Cepe a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y

explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, maquinaria y la tecnología necesarias para el cumplimiento de los servicios contratados.

Solo cuando el prestador de servicios para explotación y exploración hubiere encontrado, en el área señalada, hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al reembolso de sus inversiones, costos y gastos y al pago por sus servicios en función de las inversiones no amortizadas dentro de los plazos que para el efecto se señalen.

Estos reembolsos y pagos serán realizados por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, en dinero, de los ingresos brutos que produzcan los yacimientos que se encuentren en el área objeto del contrato. Si conviniera a los intereses del Estado, los reembolsos y pagos por servicios a la contratista podrá ser realizado en especie o en forma mixta.

En el caso de que el contratista reciba el reembolso y pago en dinero, tendrá opción preferente de compra sobre una parte del saldo exportable de la producción del área de contrato que no podrá exceder del cincuenta por ciento de dicho saldo exportable.

La parte del saldo exportable a que se refieren los incisos precedentes será fijada al momento de la determinación de la comercialización de los yacimientos.

El precio del hidrocarburo, para el caso de pago en especie o para la opción preferente de compra, se fijará de acuerdo con el último promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente,

realizadas por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE.

La definición de la comercialidad de los yacimientos constará en las bases de contratación".

Con esta modalidad el Estado Ecuatoriano ejerce plena soberanía sobre este recurso natural agotable, ya que es dueño en su totalidad de los volúmenes producidos.

La Corporación haciendo uso de esta nueva base legal convocó a cinco licitaciones internacionales en las que participaron las principales y más prestigiosas compañías privadas y empresas estatales.

Hasta diciembre de 1.987 se suscribieron 11 Contratos de Prestación de Servicios, cuya localización geográfica se aprecia en el Mapa Petrolero del Ecuador (gráfico #1).

El monto inicial de inversiones comprometidas fue de 299,3 millones de dólares. En Junio y Julio de 1.988 se

incorporaron dos nuevos contratos suscritos con los consorcios UNOCAL UNION PACIFIC LLOYD, en el bloque 13 y ARCO-AGIP-DENNISON en el bloque 10, ambos ubicados en la Región Amazónica, lo cual permitió aumentar las inversiones en 74 millones de dólares. A estas inversiones se debe agregar 57,1 millones debido a que CONOCO BRITISH Y OCCIDENTAL, mejoraron sus planes exploratorios mínimos, con lo que la inversión comprometida hasta diciembre de 1.988, asciende a 430,3 millones de dólares.

A continuación se presenta el cuadro de las inversiones programadas para 1.988 y su ejecución, así como las

inversiones comprometidas y ejecución acumulada a 1.988
expresadas en millones de dólares:

EJECUCION PRESUPUESTARIA POR COMPAÑIA
Millones de Dólares

EMPRESAS	PRES.88	EJEC	%	INV.COMP	EJEC	%
OCCIDENTAL	8,9	8,6	97 %	41,8	33,6	80 %
ESSO	12,0	8,8	73 %	30,0	28,9	96 %
BELCO I	13,9	11,9	86 %	8,8	15,5	176 %
BELCO II	2,2	2,1	95 %	15,3	16,5	108 %
TEXACO PEC	6,1	4,8	79 %	22,2	15,2	68 %
BP	18,1	14,9	82 %	41,6	38,4	92 %
CONOCO	36,5	30,8	84 %	88,0	67,8	77 %
ELF	12,3	10,6	86 %	37,8	13,9	37 %
BRASPETRO	9,5	6,6	69 %	30,6	7,4	24 %
TENNECO	18,5	16,8	91 %	29,7	20,1	68 %
PETROCANADA	6,3	4,6	73 %	10,4	5,2	50 %
UNOCAL	6,1	5,5	90 %	58,0	5,6	10 %
ARCO	2,9	2,3	79 %	16,1	2,3	14 %
TOTAL	153,3	128,3	84 %	430,3	270,4	63 %

Existen trece bloques bajo la modalidad de contratación, de los cuales diez son de 200.000 hectáreas cada uno ubicados en la Región Amazónica; 200.000 hectáreas en la Región Litoral; y dos bloques de 400.000 hectáreas costa afuera.

En conjunto totalizan tres millones de hectáreas que están en exploración.

Los trabajos programados por todas las compañías para la fase de exploración corresponde a 18.463 kilómetros de registros sísmicos, procesamiento e interpretación de

líneas sísmicas; hasta 1.988 se han realizado 17.749 que corresponde al 96,14 % del total.

Se han perforado 25 pozos exploratorios y 3 pozos de avanzada de los 51 programados; lo que corresponde al 55 % del total ofertado, obteniéndose resultados positivos en las siguientes estructuras: Payamino, Amo, Indillana, Ytaya, Bogi, Limoncocha, Daini, Ginta, Dayuno, Jaguar, Oso, Mono e Indillana.

Para un futuro próximo, CEPE tiene previsto desarrollar una sexta ronda de licitaciones que permita suscribir Contratos de Prestación de Servicios, para ampliar la actividad exploratoria, con posibilidades de aumentar los prospectos hidrocarburíferos.

Los resultados obtenidos hasta 1.988 no han correspondido a las expectativas iniciales. Sin embargo se han descubierto yacimientos con buenas acumulaciones de hidrocarburos, algunas compañías desean entrar a la segunda etapa contractual, que permite explotar el petróleo descubierto.

El área del suroriente tomadas en cuenta para el presente trabajo considera a los bloques # 8, 10, 12, 13, CEPE y los comprendidos al sur y este de estos bloques hasta llegar al límite fronterizo con el Perú.

En estas áreas se ha detectado presencia de petróleo pesado con gravedad promedio de 20° API y muy bajo contenido de gas, propiedad que contrasta con las características del petróleo del nororiente donde el crudo tiene 30° API y alta relación gas-petróleo.

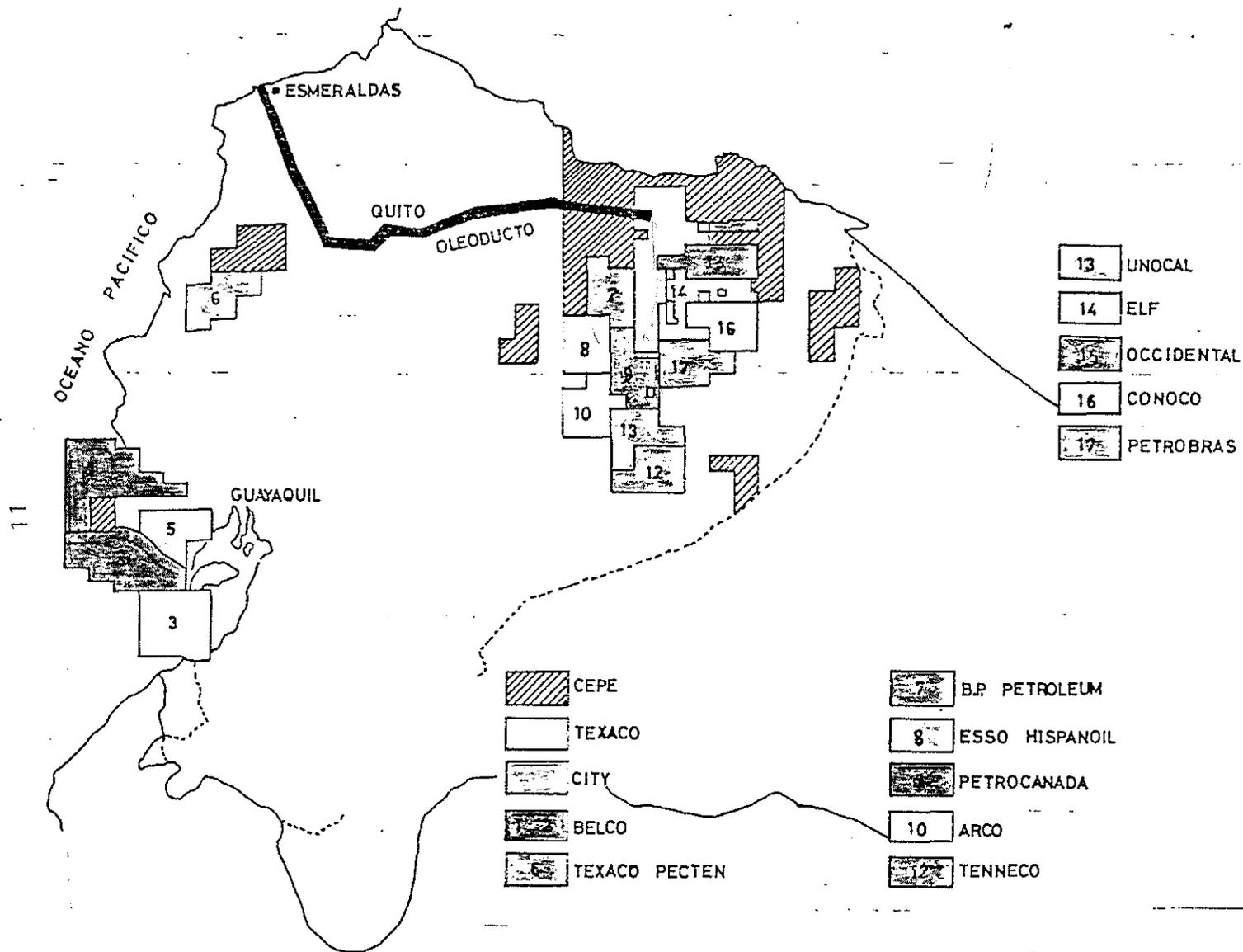
Otra asunción fundamental es que la futura producción

proviene de los bloques N° 7, 14, 15, 16, 17, de los reservados a CEPE , del las áreas actualmente asignadas al Consorcio CEPE Texaco y de CEPCO Saturarán el oleoducto secundario Tiguino-Lago Agrio del oleoducto principal Lago Agrio Dalao.

Las primeras evaluaciones técnicas realizadas permiten apreciar en 300 millones de barriles las Reservas Promedio estimadas en el área seleccionada, este valor será confirmado o modificado al concluir la fase exploratoria.

De resultar positivo este potencial hidrocarburífero, tendrá que ser puesto en explotación y transportado para su exportación o industrialización.

MAPA PETROLERO DEL ECUADOR



- | | | | |
|---|---------------|---|------------------|
|  | CEPE |  | B.P. PETROLEUM |
|  | TEXACO |  | 8 ESSO HISPANOIL |
|  | CITY |  | PETROCANADA |
|  | BELCO |  | 10 ARCO |
|  | TEXACO PECTEN |  | 12 TENNECO |

- | | |
|---|--------------|
|  | 13 UNOCAL |
|  | 14 ELF |
|  | OCCIDENTAL |
|  | 16 CONOCO |
|  | 17 PETROBRAS |

C A P I T U L O I

1. DISEÑO DE UN OLEODUCTO

A continuación se describen las principales ecuaciones y criterios que se toman en cuenta para determinar los diferentes parámetros que se requieren para el cálculo hidráulico de un oleoducto.

Las leyes que gobiernan las pérdidas de presión por fricción, son muy complicadas y no pueden sujetarse a análisis precisos. Sin embargo, hay algunas leyes generales que se desprenden de la observación y experimentación, que se expresa en la mayoría de fórmulas aceptadas. Estas leyes establecen que la pérdida de carga debida a la fricción son :

- 1.- Es independiente de la presión,
- 2.- Aumenta con la rugosidad de la tubería,
- 3.- Varía directamente con alguna potencia de la velocidad y,
- 4.- Aumenta con la viscosidad

1.1. ECUACION DE DARCY

La pérdida de presión o carga en una longitud L de tubería es proporcional a la longitud e inversamente proporcional al cuadrado de la velocidad.

Esta ecuación elaborada por Darcy se aplica al transporte de fluidos donde la temperatura trata de mantenerse constante, así mismo relaciona las pérdidas de

energía debidas a fricción en una tubería, al diámetro y longitud de ésta, y al factor de fricción de Darcy:

$$P_f = \frac{f \times V^2 \times L}{2 \times g \times d}$$

P_f = pérdida de presión por fricción lbs - pie²/lb - mol

f = factor de fricción de Darcy (sin unidades)

V = velocidad de fluido en pies/sg

L = longitud de tubería en pies

g = factor de corrección 32,2

d = diámetro interior de la ubicación en pies.

Mediante transformaciones la ecuación anterior se expresa de la siguiente manera:

$$P = \frac{34,87 \times f \times Q^2 \times \delta}{d^5}$$

P = pérdida de fricción lb/pg² - milla

f = factor de fricción de Darcy

Q = gasto en bl/hora

δ = densidad relativa del fluido

d = diámetro interior de la tubería en pulgadas

1.2. ECUACION DE BLOSIUS

Blosius determina la pérdida de presión en base a la ecuación siguiente:

$$P = 1,653 \frac{1,748 Q^{0,25} (0,22 \sqrt{Q} - 180/Q)}{4,748 d} \delta$$

P = pérdida de presión psi/milla

Q = caudal bls/hora

λ = viscosidad en S.U.S.

δ = densidad adimensional

d = diámetro interno en pulgadas

1.3. PERDIDAS DE CARGA POR ROZAMIENTO

Si tomamos en consideración la longitud de tubería, se puede calcular la pérdida de presión por fricción por medio de la ecuación siguiente:

$$d P = \frac{\delta \times f \times V^2}{2 \times d} \times d L$$

d P = pérdida de presión por fricción en una longitud determinada lbs/pg-milla

δ = densidad absoluta en slugs/pie

f = factor de fricción

V = velocidad del fluido en pies/seg.

dL = diámetro interior de la tubería en pulgadas.

En el sistema métrico decimal la pérdida de presión por fricción se determina por la siguiente función:

$$P = \frac{6.375 f L \times Q^2 \times \delta}{d^5}$$

P = pérdida de presión por fricción kg/cm²

f = factor de fricción adimensional

L = longitud de km

Q = gasto (caudal) m/hora

d = diámetro interior de la tubería, en cm

δ = densidad relativa

1.4. PERDIDA DE CARGA POR ALTURA

La columna de petróleo existente en el interior de la tubería, tiene que ser transportada

venciendo la acción de la gravedad, la diferencia de niveles produce una presión hidrostática llamada de elevación, la misma que es independiente del diámetro de la tubería.

Para calcular la pérdida de presión por altura tenemos la siguiente función:

$$\Delta H = 0,433 \times \delta \times H$$

ΔH = pérdida de presión

δ = densidad, adimensional

H = altura en pies

1.5. NUMEROS DE REYNOLD

Por efectos de viscosidad, la velocidad de un fluido no es la misma en todos los puntos, cuando este líquido atraviesa una cañería, Reynold determinó la existencia de una relación entre el tipo de flujo y diámetro de la tubería, densidad del líquido y su viscosidad absoluta, cuyo conjunto define la forma o régimen de escurrimiento. Dejó establecido que una de las razones que justifican la similitud hidráulica radica en la igualdad entre las fuerzas de inercia y las de fricción. El número adimensional que expresa la relación entre las fuerzas de inercia y las de fricción se llama número de Reynold, cuya expresión es:

$$R = \frac{d \times V \times \delta}{\mu}$$

R = Número de Reynold (adimensional)

d = diámetro en la tubería en cm

V = velocidad del flujo en cm/seg

δ = densidad relativa (adimensional)

μ = viscosidad poises

El número de Reynold también se determina de acuerdo a la función siguiente:

$$R = 2214 \frac{Q}{\eta \times d}$$

Q = Gasto o flujo bl/hora

η = viscosidad sinemática (Centi Stokes)

d = diámetro interno en pgs

El número de Reynold permite caracterizar la naturaleza del movimiento, si se trata de un flujo laminar o de un flujo turbulento. El flujo cambiará de laminar a turbulento cuando el número de Reynold se encuentra en el rango de 2.000 a 4.000.

Una característica distintiva entre el flujo laminar y turbulento es que las pérdidas de presión por fricción en el primero son proporcionales a la velocidad promedio, mientras que en el segundo son proporcionales a una potencia de la velocidad que varía entre 1,7 y 2

1.6. FACTOR DE FRICCIÓN

De las investigaciones realizadas se asume una íntima relación entre el número de Reynold y el factor de fricción de Darcy, la figura de la página 29 grafica la relación señalada y permite determinar el factor de fricción.

Mody, construyó gráficas donde se muestra la influencia de la rugosidad, la cuál es inversamente proporcionada al diámetro de la tubería, o sea, que para diámetros mayores se hace casi nula. La gráfica de Mody esta en la página 24.

La curva de Mody se basa en la ecuación siguiente:

$$f = 0,0055 [1 + (20.000 e/d + 10 / R) 1/3]$$

f = factor de fricción

e/d = rugosidad relativa

e = altura de las prominencias de la pared de la tubería

R = número de Reynold.

1.7. FLUJO VISCOOSO

El petróleo tiende a adherirse a cualquier superficie metálica con la que puede ponerse en contacto. Debido a esta tendencia, cuando el petróleo fluye a través de una tubería, se forma una película cilíndrica de petróleo en la superficie interior de la tubería. A velocidades bajas de flujo de aceite dentro de la tubería, esta película exterior se supone que es casi estacionaria debido a la fuerza adhesiva, ejercida entre las superficies del metal y del aceite.

Dentro de esta película cilíndrica estacionaria se desliza otro cilindro líquido, también a velocidad relativamente lenta debido a su contacto con la película estacionaria exterior y así sucesivamente, hasta que en el centro de la tubería se alcanza la velocidad máxima.

Mientras subsistan las características del movimiento viscoso, la pérdida de presión varía directamente con la velocidad.

Los datos de viscosidad son importantes para calcular las pérdidas de fricciones en sistemas de tuberías con líquidos viscosos.

Está bien establecido, como resultado de gran número de investigaciones que la fórmula de Poiseuille es aplicable para condiciones de flujo viscoso.

$$P = \frac{0.00327 \times Z \times L \times V}{D^2 \times S}$$

P = caída de presión kg/cm²

L = longitud de la tubería en metros

D = diámetro interior de la tubería en cm

Z = viscosidad absoluta en centipoises

V = velocidad promedio de flujo mts/seg

En la pag 23 están gráficos que relacionan viscosidad-temperatura, viscosidad-°API para algunos líquidos e hidrocarburos que se encuentran comunmente sujetos a bombeo.

1.8. FLUJO LAMINAR

Al aumentar la velocidad en el flujo viscoso, sus características de flujo viscoso desaparecen; eventualmente se alcanza una velocidad conocida como la velocidad crítica en la que el "flujo turbulento" sustituye al flujo viscoso. Las partículas cilíndricas de petróleo, incapaces de resbalar lo suficientemente aprisa una sobre otra, se voltean sobre sí mismas y un movimiento confuso turbulento o de remolino de las partículas es el resultado.

Probablemente la superficie interior áspera de la tubería es en gran parte la causa que induce la turbulencia. El resultado es una tendencia a igualar la velocidad en toda la tubería.

Cuando se alcanza la velocidad crítica, se ponen de manifiesto indicaciones bien definidas. La indicación más notable es que un aumento considerable en la presión del ducto, no resulta en un aumento correspondiente a la velocidad del flujo. El movimiento de torbellino o de remolino da por resultado una pérdida seria de energía; esto es que la resistencia interna del líquido al movimiento aumenta. Una gran parte de la presión inicial impartida al petróleo por la bomba, se utiliza en reponer la energía a las partículas que se han detenido por colisión y como consecuencia, una presión inicial dada, puede forzar mucho menos aceite a través de la tubería que el que se podría si el flujo no fuera turbulento.

La energía de movimiento que posee cualquier partícula fluyente de petróleo varía con el cuadrado de su velocidad. Por lo tanto, la energía consumida para reponer la velocidad a partículas que han sido detenidas durante el flujo turbulento depende del cuadrado de su velocidad. En otras palabras, si la resistencia debida a la turbulencia fuera la única resistencia que vencer para forzar líquidos a través de tubería, al duplicar cualquier velocidad de flujo se requeriría cuatro veces la presión.

Una fórmula comunmente usada para cálculos de flujo turbulentos es la de Fanning, que puede expresarse de las dos formas siguientes:

$$P = \frac{2,04F \times L \times S \times V^2}{D}$$

$$P = \frac{0,0915 \times F \times L \times S \times Q^2}{D^5}$$

En estas fórmulas P, S, L, V, D. tienen el mismo significado que para la fórmula de Poiseuille.

Q = flujo en litros/minuto

F = es un factor de fricción que es una función en la relación DVS/Z

Se ha concluido que si $f = 0,00207 (Z/DVS)$, la ecuación de Fanning se hace idéntica a la de Poiseuille. Es por lo tanto posible, relacionando y seleccionando valores apropiados para f, usar la ecuación de Fanning para cálculos de flujo, tanto viscoso como turbulento.

Como resultado de una serie de experimentos se han determinado valores para f, de flujo de petróleo a través de tuberías comerciales en un gran margen de valores de D, V, S, Z, estos se reproducen en la gráfica de la pag 22.

1.9. TEMPERATURA PROMEDIO

La determinación de la temperatura media del petróleo durante el periodo de flujo, de la cual depende la variable Z de viscosidad, es reconocida como uno de los elementos más difíciles e inciertos que intervienen en el diseño de oleoductos.

La temperatura bajará rápidamente al principio, cerca de la estación de bombas y menos rápidamente a medida que disminuye la diferencia entre la del aceite y la tierra. La pérdida de calor varía con la velocidad del flujo.

En el flujo turbulento debido a una mezcla más completa del aceite, prevalece una temperatura bastante constante en toda la sección transversal del tubo.

Para estimar la temperatura media, se usa la fórmula siguiente:

$$\text{Temperatura promedio} = \frac{1}{3} \text{ temperatura inicial} + \frac{2}{3} \text{ temperatura final}$$

GRÁFICAS QUE DAN COEFICIENTES DE FRICCIÓN PARA USARSE EN CÁLCULOS DE FLUJO POR TUBERÍAS

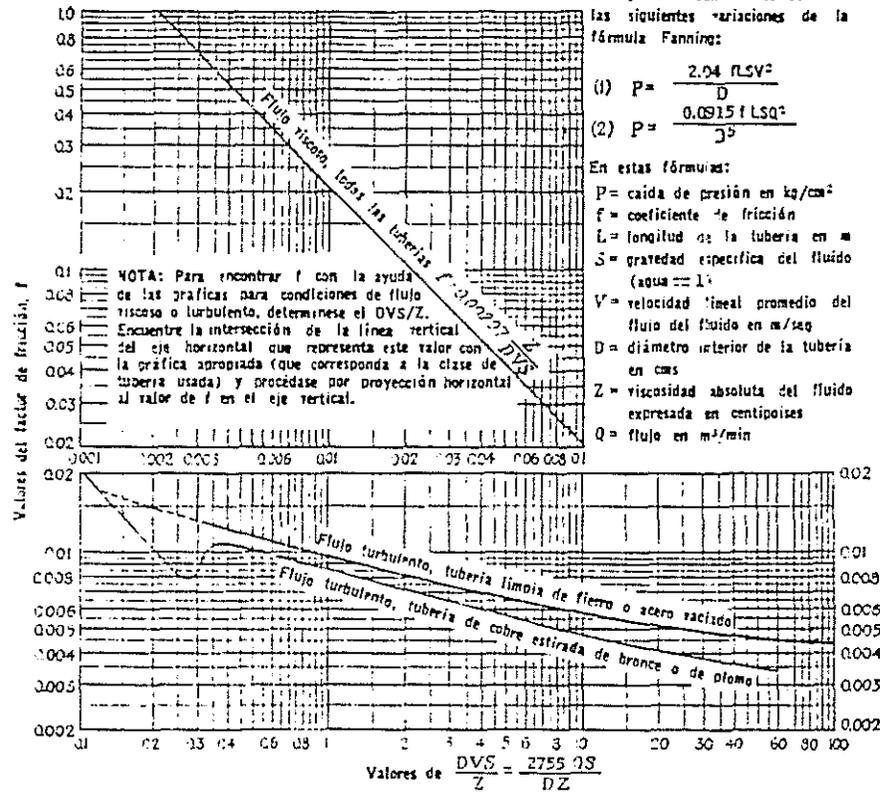
Las gráficas dan valores de f en las siguientes variaciones de la fórmula Fanning:

$$(1) P = \frac{2.04 f L S V^2}{D}$$

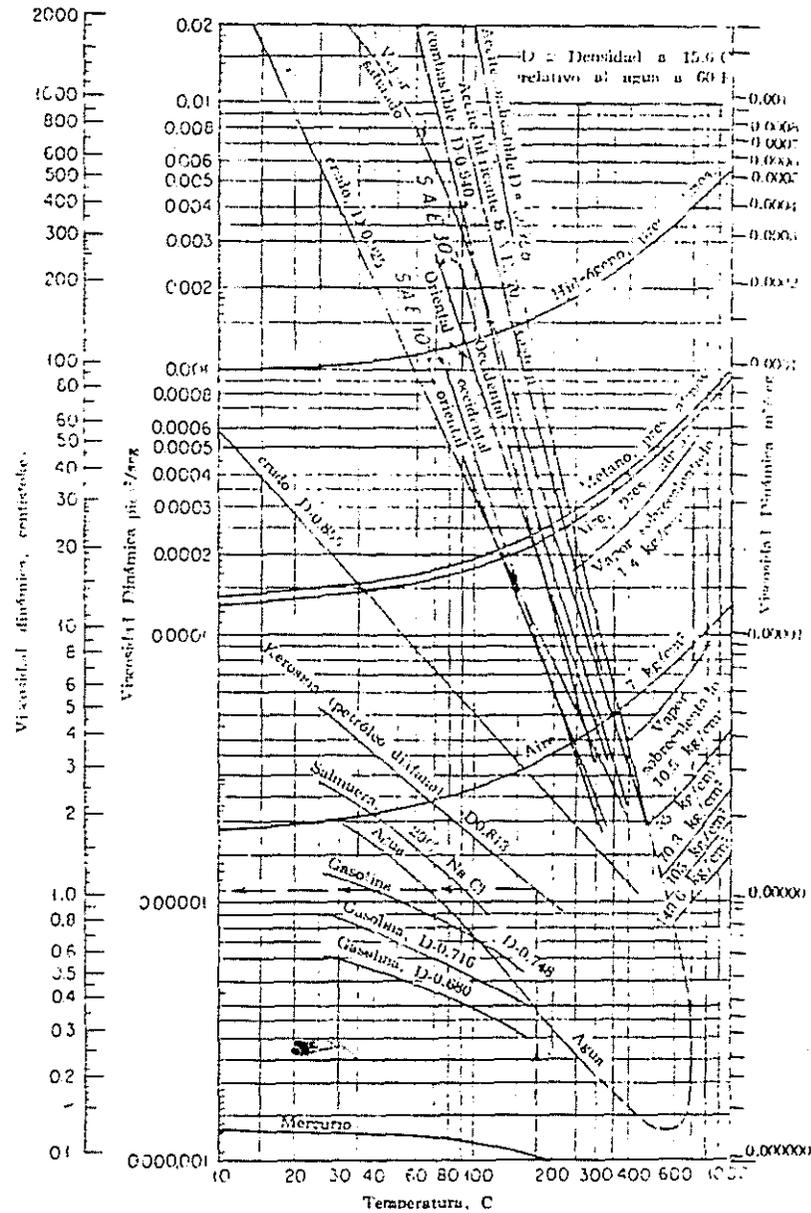
$$(2) P = \frac{0.0915 f L S Q^2}{D^5}$$

En estas fórmulas:

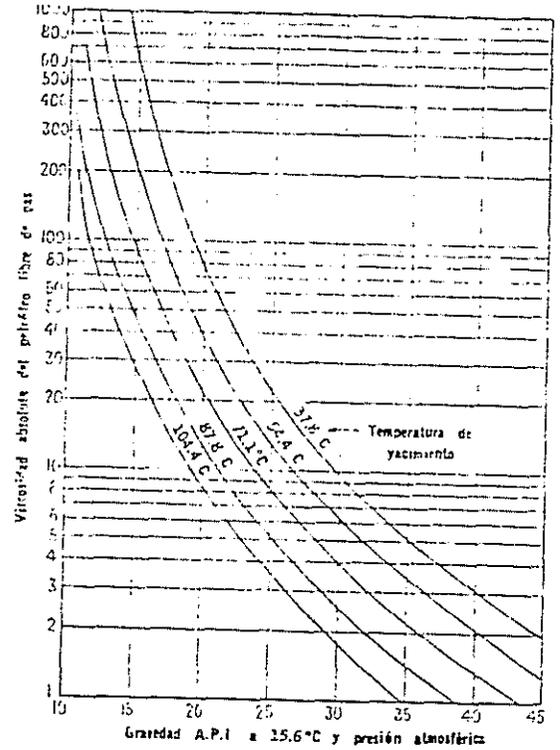
- P = caída de presión en kg/cm^2
- f = coeficiente de fricción
- L = longitud de la tubería en m
- S = gravedad específica del fluido (agua = 1)
- V = velocidad lineal promedio del flujo del fluido en m/seg
- D = diámetro interior de la tubería en cm
- Z = viscosidad absoluta del fluido expresada en centipoises
- Q = flujo en m^3/min



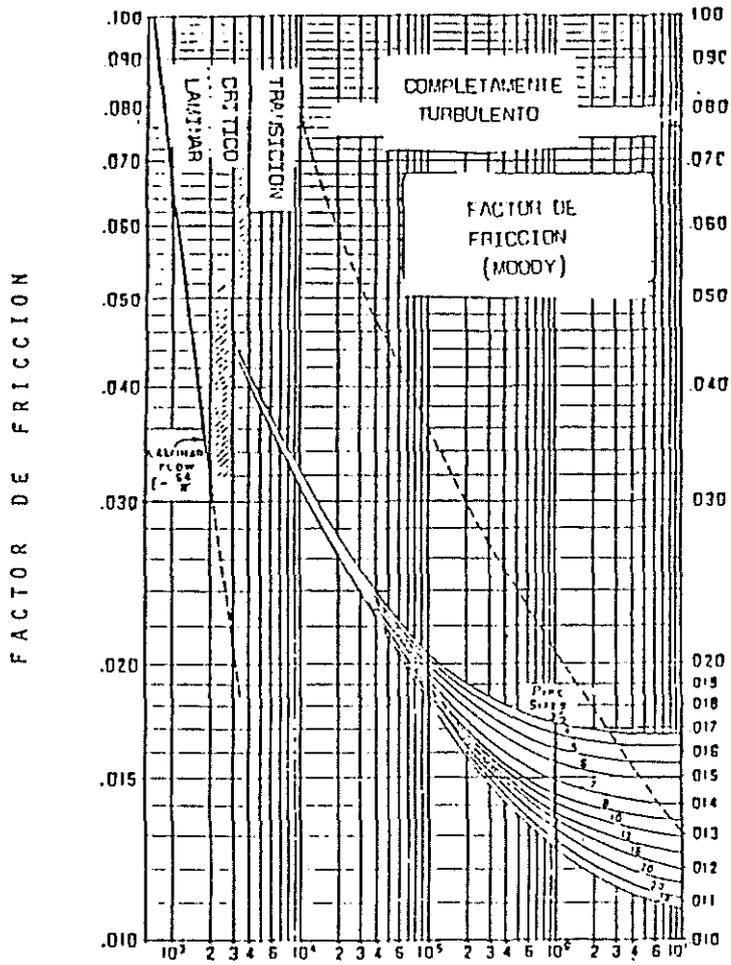
Gráficas que dan los coeficientes de fricción para usarse en los cálculos de flujo de fluidos a través de tuberías. (Según Wilson, McAdams y Sattzer en Revista de Ingeniería Química Industrial)



Viscosidades de líquidos comunes (Cortesía del Hidráulico Insutac.)



Gráficas que muestran la influencia de la temperatura en la viscosidad de un petróleo crudo libre de gas. (Según C. Beal en la Publicación Técnica 2018 del Inst. Americano de Ingenieros Mineros y Metalúrgicos)



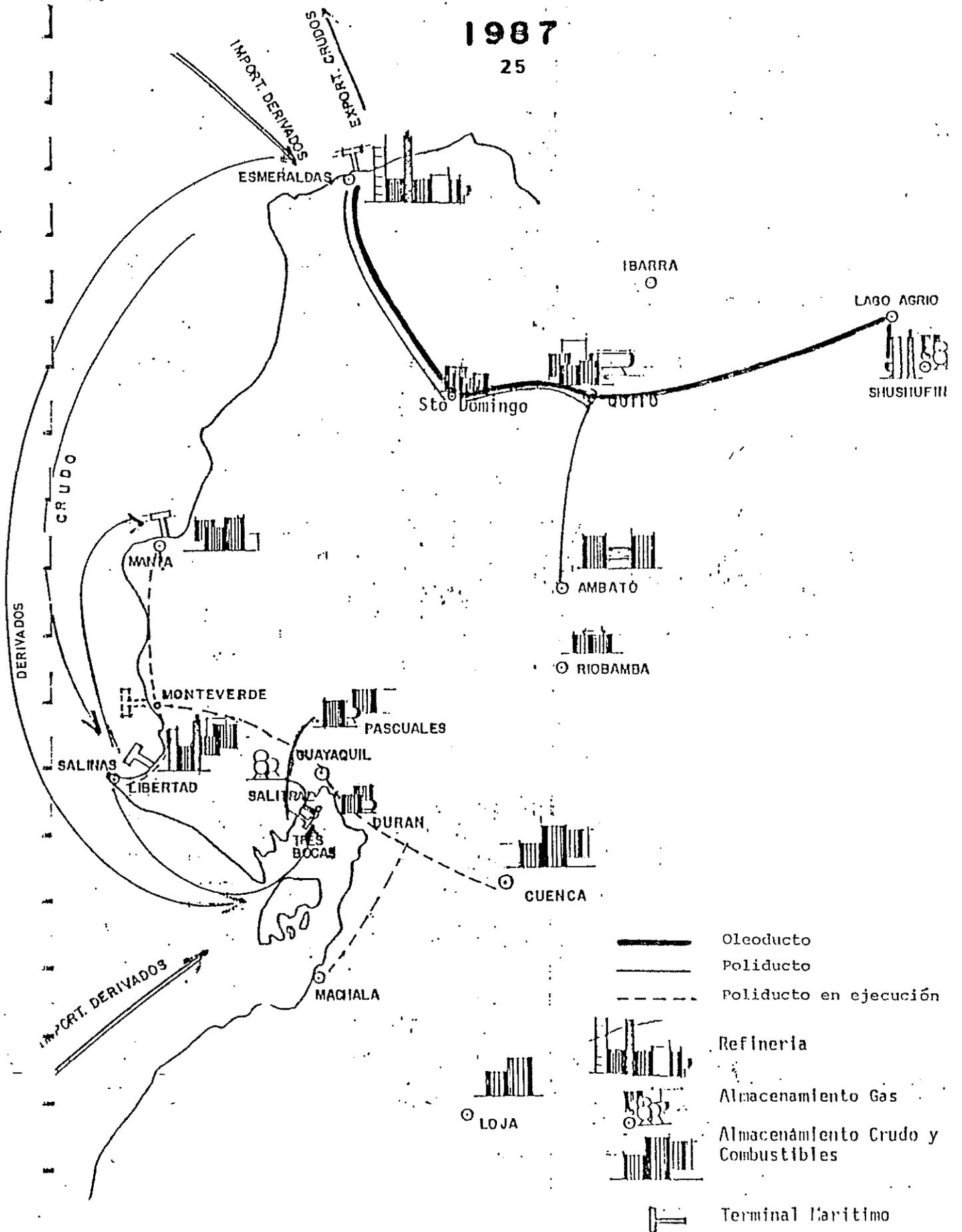
NUMERO DE REYNOLDS.

FACTOR DE FRICCION (MOODY)

RED DE TRANSPORTE Y ALMACENAM. DE COMBUSTIBL

1987

25



-  Oleoducto
-  Poliducto
-  Poliducto en ejecución
-  Refineria
-  Almacenamiento Gas
-  Almacenamiento Crudo y Combustibles
-  Terminal Maritimo

C A P I T U L O I I

2. BOMBEO DE FLUIDOS

En la actualidad el transporte óptimo de petróleo se realiza utilizando un oleoducto, su éxito sobre las otras formas de transporte se debe fundamentalmente a los bajos costos.

Para oleoductos que recorren grandes distancias, generalmente se debe aplicar la presión de una bomba en el extremo corriente arriba, creando así una presión diferencial entre los extremos de toma y descarga de la línea, dando como resultado se provoque el flujo a la velocidad deseada. La presión así impuesta se pierde contrarestando las pérdidas por fricción.

Si la línea es larga y recorre terrenos con diferencias topográficas se deben instalar bombas adicionales a determinadas distancias para restituir la presión del petróleo; distancia que depende de la resistencia al flujo ofrecida por la línea.

El bombeo se puede definir, como una adición de energía cinética y potencial. Cuando se pretende conducir un líquido a través de un ducto, utilizando energía externa (bombeo) para vencer las resistencias por fricción que se oponen al flujo.

La selección del tipo de bomba para forzar el aceite a través de tuberías y de un impulsor para operarla, dependerá del carácter del aceite y del volumen que se va a manejar y de la clase de fuerza económicamente

disponible.

2.1. CARGA TOTAL DE UN SISTEMA

Corresponde a la presión que la bomba debe transmitir al líquido, para conseguir las condiciones de flujo que se requieren. Equivale a la diferencia entre las Cargas Totales (o dinámicas) de Descarga y de Succión. Se puede expresar de la manera siguiente:

$$H = H_{st} + (\Delta P)_f + P_d - P_s$$

H = Carga total

H_{st} = carga estática total lb/pg²

ΔP_f = pérdidas de presión por fricción, contracción, expansión y cambio de dirección en la succión y en la descarga en lb/pg²

P_d = presión de descarga en lb/pg²

P_s = presión de succión en lb/pg²

2.2. POTENCIA HIDRAULICA

De acuerdo con el diseño de la instalación, las características del líquido, las ecuaciones de flujo en tuberías, la potencia hidráulica de la bomba se puede expresar como se indica a continuación:

$$(HP)_p = 0,00040824 \times Q \left(0,433H_{sT} + \frac{1,008 \times Q \times L + (P_d - P_s)}{d^4} \right)$$

(HP)_p = Potencia hidráulica de bombeo, en HP

Q = gasto bl/hora

H_{sT} = carga estática total lb/pg

L = longitud de la línea

P_d = presión ejercida sobre el líquido en la descarga
 lb/pg²

P_s = presión ejercida sobre el líquido en la succión
 en lb/pg²

d = diámetro interior de la tubería.

Existe una función mas sencilla para determinar la potencia de las bombas, la misma que relaciona unicamente tres variables y que se expresan en la fórmula siguiente:

$$H P = \frac{Q \times \Delta P}{2,450 \times E F F}$$

H P = Potencia hidráulica en H P

Q = gasto bls/hora

EFF = porcentaje de eficiencia.

C A P I T U L O I I I

3. ALTERNATIVA DE EXPORTACION DE PETROLEO

Esta primera alternativa asume que la producción de petróleo proveniente de los campos y áreas seleccionadas será utilizada exclusivamente para exportación, su ejecución implica principalmente la construcción de facilidades de transporte, almacenamiento y exportación.

Para el transporte de petróleo se construirá un nuevo oleoducto que partiendo del suroriente concluya en la costa del Pacífico, para su exportación se utilizará las facilidades operativas y administrativas que dispondrá el Terminal Marítimo de Monteverde a construirse por CEPE.

A continuación se presenta un esquema referencial que contiene los diferentes parámetros técnicos y económicos que son tomados en cuenta para el diseño y montaje del referido oleoducto. Es necesario anticipar que alguna información utilizada es asumida o inferida debido a la carencia de valores confirmados lo cual se debe a que el área seleccionada está en etapa de exploración.

3.1. SUPUESTOS Y PARAMETROS BASICOS

3.1.1. Ubicación de la Ruta

Con el objeto de reducir costos y optimizar la operación, para el tendido y montaje de la tubería se ha tomado en consideración los siguientes aspectos principales:

- Utilización de la infraestructura vial existente, carreteras en etapas de construcción y aquellas que constan como proyectos del Ministerio de Obras Públicas.
- Por consideraciones de seguridad se han seleccionado, aquellas vías de menor tráfico vehicular, que atraviesen el menor número de centros poblados o que se hallen alejados de éstos.
- Que las condiciones topográficas, geológicas, geomorfológicas permitan una estabilidad relativa de la superficie terrestre, eliminando posibilidades futuras de destrucción de la vía, líneas, estaciones de bombeo, etc.
- Menor distancia entre la cabecera y el terminal del oleoducto.
- El tendido de la línea irá paralelamente a lo largo de las vías seleccionadas.

3.1.2. Características Viales y Distancias

Las principales características de las vías así como las distancias referenciales se detallan a continuación:

- Sarayacu-Puyo: 80 km, carretera de primer orden por construirse, partirá de Sarayacu sitio localizado en el área de contratación de la compañía ARCO y de allí con una dirección noroeste se proyecta ascendiendo hasta llegar a la ciudad de El Puyo.
- Puyo-Mera: 16 km, afirmada en servicio.
- Mera-Baños: 40 km, afirmada en servicio.
- Baños-Ambato: 40 km, asfaltada en servicio, carretera de primer orden.
- Ambato-Guaranda: 100 km, asfaltada en servicio,

- carretera de primer orden.
- Guaranda-Babahoyo: 120 km, asfaltada en servicio, carretera de primer orden.
 - Babahoyo-Salitre-Daule: 80 km, afirmada en servicio. Esta carretera debe ser mejorada para que tenga características de primer orden.
 - Daule-Pascuales: 40 km, asfaltada en servicio, carretera de primer orden.
 - Pascuales-Monteverde: 100 km, carretera proyectada para ser construida por CEPE, con características de primer orden.

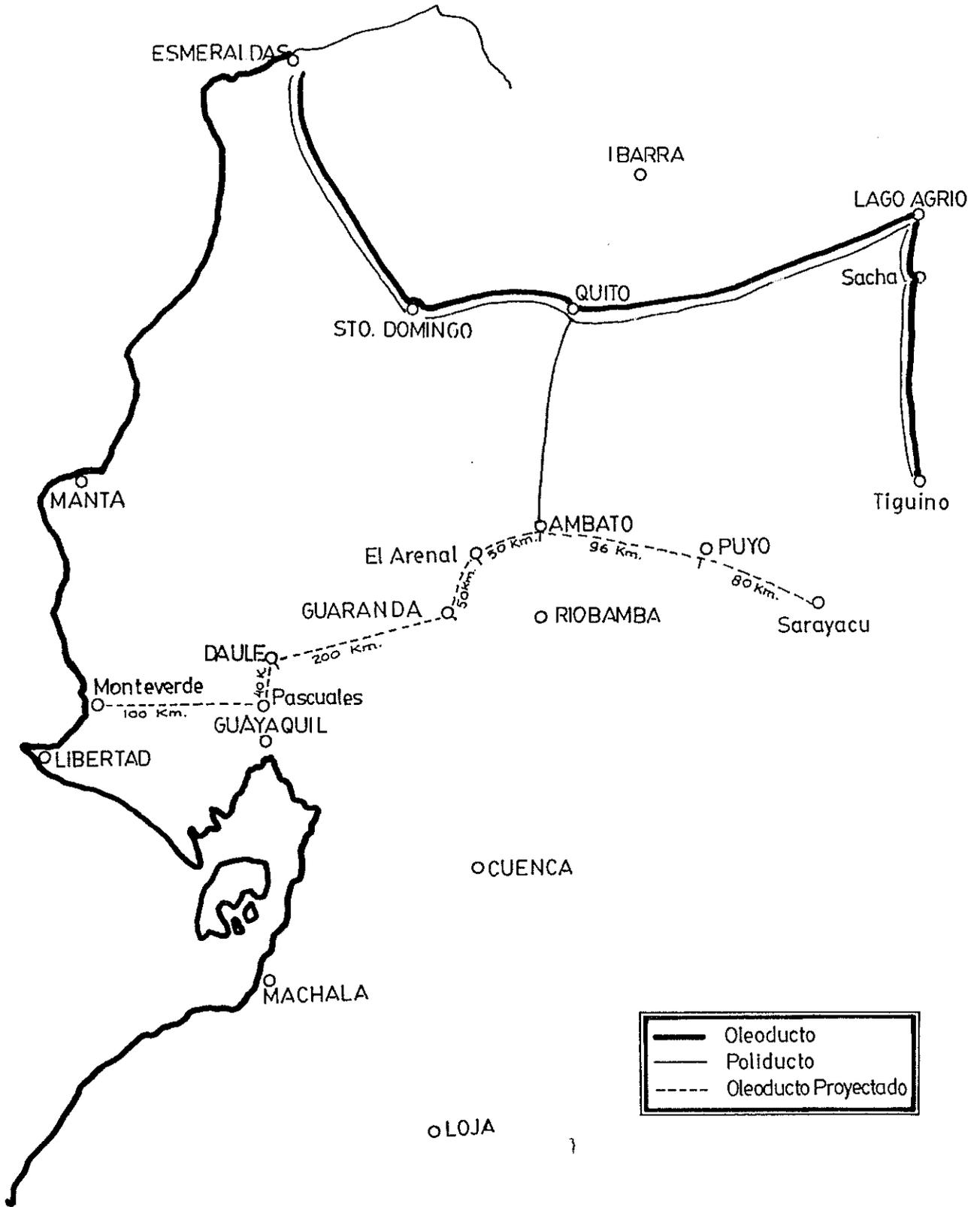
La ruta del oleoducto atraviesa las provincias de :
Pastaza, Tungurahua, Bolívar, Los Ríos y Guayas.

La distancia entre el inicio y el final de la ruta seleccionada es de aproximadamente 616 km, de los cuales 456 están construidos, 80 requieren ser mejorados y 80 deben ser construidos

3.1.3. Trayecto vial del Oleoducto

	DISTANCIA PARCIAL km	DISTANCIA ACUMULADA km
Sarayacu-Puyo	80	80
Puyo-Mera	16	96
Mera-Baños	40	136
Baños-Ambato	40	176
Ambato-Arenal	50	226
Arenal-Guaranda	50	276
Guaranda-Babahoyo	120	396
Babahoyo-Daule	80	476
Daule-Pascuales	40	516
Pascuales-Monteverde	100	616

Recorrido Oleoducto Proyectado



3.1.4. Ruta del Oleoducto

La topografía por la que atravesará el oleoducto es muy variada. Partirá desde una altitud de 500 metros sobre el nivel del mar, (Sarayacu), incrementa altura al atravesar la Cordillera Oriental y llegar al máximo nivel de 4.000 mts. en la Cordillera Occidental (El Arenal), pierde altura al dirigirse hacia la Costa y concluir en Monteverde con una altura de 100 mts.

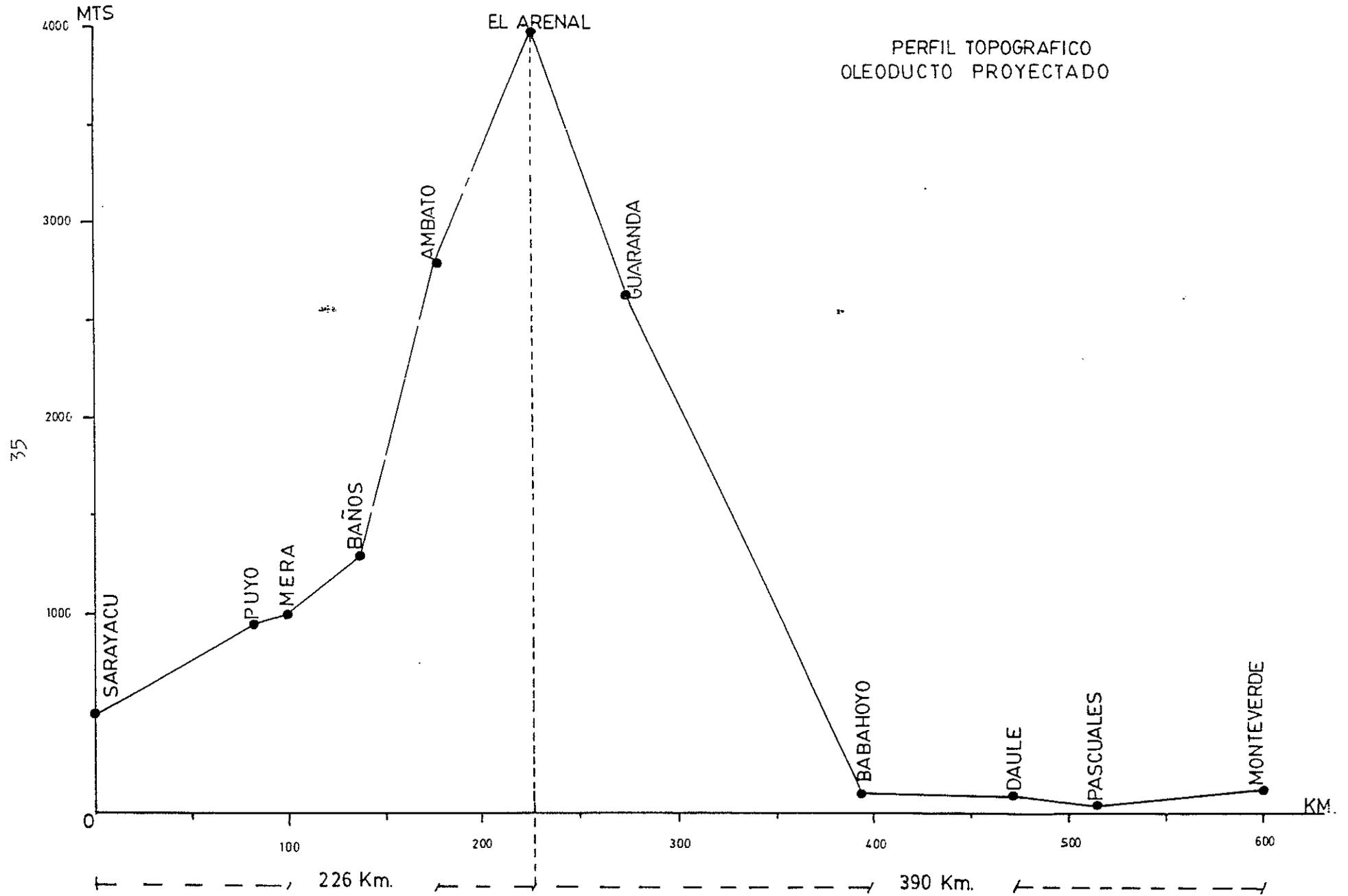
En la página 35 consta el perfil topográfico, las alturas referenciales son las siguientes:

Sarayacu	500	mts
Puyo	950	"
Mera	1.000	"
Baños	1.300	"
Ambato	2.800	"
Arenal	4.000	"
Guaranda	2.600	"
Daule	10	"
Pascuales	10	"
Monteverde	10	"

3.1.5. Altura de Inicio

La altura de inicio esta dada y determinada por la curva de nivel más próxima a Sarayacu, ubicada aproximadamente a 500 metros sobre el nivel del mar, y que además corresponde a la primera estación de bombeo.

PERFIL TOPOGRAFICO
OLEODUCTO PROYECTADO



3.1.6. Altura Máxima

La altura máxima del oleoducto está en el sitio denominado El Arenal, al occidente de las faldas del nevado Chimborazo, en la ruta Ambato-Guaranda, cuya altura aproximada es de 4.000 metros y dista 226 km de Sarayacu.

3.1.7. Altura Final

La altura final tiene 100 metros y corresponde al Terminal Marítimo de Monteverde.

3.1.8. Ubicación de las Estaciones

3.1.8.1. Estación Inicial

La estación inicial se denominará Sarayacu y constituye a su vez la cabecera de almacenamiento y bombeo del oleoducto, se la ubica en el extremo suroeste del bloque # 10 asignado a la Compañía ARCO.

Sarayacu tiene la ventaja de estar equidistante de los restantes bloques y áreas prospectivas que actualmente están en contratación.

La producción proveniente de los bloques sin asignación, pueden evacuar su producción a través de oleoductos secundarios y concluir en Sarayacu.

En el caso de la compañía TENNECO, contratista del bloque N° 12, el transporte del crudo puede realizarse mediante un oleoducto secundario cuya posible ubicación

seguirá la ruta de herradura que actualmente existe desde Montalvo, aguas arriba por la margen izquierda del río Bobonaza hasta llegar al Sarayacu.

Este trazado tiene la gran ventaja de permitir el transporte de la producción de petróleo que puede obtenerse de las áreas localizadas al sur del bloque # 12, 10 y de las seleccionadas para CFPF.

La carretera ha construirse deberá ser de primer orden lo que permitirá hacia el futuro llegar a la frontera misma con el Perú a la altura de Puerto Bobonaza obteniendo innegables ventajas de soberanía y desarrollo.

3.1.8.2. Estación Final

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, tiene previsto la construcción y montaje del poliducto Libertad-Monteverde-Manta y Monteverde-Pascuales con el objeto de proporcionar abastecimiento de combustibles hacia la zona sur del país. Este poliducto contempla entre otras facilidades la construcción del Terminal de Monteverde, cuya función principal es recibir y transportar los productos limpios provenientes de la Refinería de Esmeraldas o de importación y evacuarlos hasta los Terminales de Manabí y de Pascuales.

El terminal de Monteverde se le considera como estación final de almacenamiento del oleoducto Sarayacu-Monteverde, lo cual optimizaría la infraestructura técnica y administrativa prevista; tendrá que ampliarse y adecuarse las áreas operativas para realizar la exportación de petróleo.

En Monteverde puede también recolectarse la producción de petróleo esperada en los bloques 1 y 2 asignados a la compañía BELCO y de las áreas prospectivas cercanas representando ahorro para CEPE, si aquellas áreas entran en la etapa de explotación hidrocarburífera.

3.2. PARAMETROS TECNICOS-CALCULO

3.2.1. Caudal a Transportarse

Asumimos que los yacimientos considerados contiene prospectos hidrocarburíferos estimados en 300 millones de barriles que pueden explotarse con una producción diaria de 50.000 barriles.

3.2.2. Propiedades: °API, Gravedad Específica y Viscosidad

Los resultados de las pruebas de producción realizadas en pozos exploratorios del suroriente, permite tomar como promedio el valor de 20 para el grado API y con una relación gas/aceite demasiado baja, estas características ubican al petróleo del suroriente en un rango de crudo pesado.

3.2.2.1. °API-Gravedad Específica

Los grados °API y la gravedad específica, son expresiones de la densidad o peso por unidad de volumen. La gravedad específica del petróleo es la relación del peso de una unidad de volumen de petróleo y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura estándar.

La gravedad específica en función del grado API está dada por la función siguiente:

$$G_e = \frac{141,5}{^\circ\text{API} + 131,5}$$

Para el caso del crudo del suroriente el valor de la gravedad específica será:

$$G_e = \frac{141,5}{20 + 131,5} = 0,933 \text{ gr/cm}$$

Para obtener la gravedad específica en lbs/pie se multiplica gr/cm por el factor de conversión (62,3719), que para el caso particular sería:

$$G_e = 0,933 \text{ gr/cm} \times 62,3719 = 58,19 \text{ lbs/pie}$$

3.2.2.2. Viscosidad

Para el bombeo la viscosidad es una medida de la fricción o resistencia interna al flujo de un líquido a través de una tubería.

Existen tres unidades de viscosidad: Segundos Universal Saybolt (S.U.S.); Centistokes (viscosidad dinámica) y Centipoises (viscosidad absoluta).

La viscosidad para el crudo del suroriente se ha obtenido de los análisis realizados al petróleo del área de influencia cuyos resultados fueron:

TEMPERATURA (° F)	VISCOSIDAD (C.S.T.)
100	1.255
120	550
150	205

Para determinar la viscosidad absoluta conociendo la gravedad específica y viscosidad dinámica se usa la relación siguiente:

$$\text{Viscosidad absoluta} = \text{Gravedad Especifica} \times \text{Viscosidad Dinámica}$$

Para el petróleo del suroriente la viscosidad absoluta tiene los siguientes valores:

TEMPERATURA ° F	VISCOSIDAD DINAMICA centistakes	GRAVEDAD ESPECIFICA	VISCOSIDAD ABSOLUTA centipoises
100	1.255	0,933	1.170
120	550	0,933	513
150	205	0,933	191

C A P I T U L O I V4. CALCULO HIDRAULICO OLEODUCTO SARAYACU-MONTEVERDE

Por las características topográficas que atravieza el Oleoducto Sarayacu-Monteverde, el cálculo hidráulico se lo ha dividido en 2 secciones o tramos:

La primera sección se refiere a las estaciones de bombeo desde Sarayacu hasta El Arenal, sitio más alto de cruce, y la segunda a las estaciones reductoras desde El Arenal hasta Monteverde, punto final del Oleoducto.

4.1. OLEODUCTO SARAYACU-EL ARENAL

La longitud del oleoducto desde su inicio hasta el sitio más alto, es de 226 km. La altura de inicio del oleoducto es de 500 mts (1.640') que corresponde a la primera estación de bombeo. La altura más alta de cruce tiene un nivel de 4.000 mts (13.174') en El Arenal.

Para determinar el número de estaciones se consideró un volumen de 2.083 lls/día (50.000 B.P.D.) en una operación ininterrumpida de 24 horas diarias.

Con el objeto de presentar alternativas y tener opción de recomendación se han seleccionado 3 diámetros diferentes de tubería del tipo 5 L X - 60.

- La primera de 20" (ID=19,312')
- La segunda de 18" (ID= 17,317')
- La tercera de 16" (ID=15,312')

4.1.1. Presión de Fricción

Esta presión se refiere a los efectos de rozamiento entre la fase líquida y las paredes en la tubería. Las pérdidas de presión por fricción en una unidad de distancia y con un flujo de 50.000 lls/día (2.083 lls/día):

Presión Fricción (20") = 5,53 psi/milla

Presión fricción (18") = 9,29 psi/milla

Presión fricción (16") = 16,66 psi/milla

Para determinar la total pérdida de presión debida a fricción se toma en cuenta la distancia de recorrido en esta primera sección del oleoducto (141 millas).

Presión Fricción total (20")=5,53 psi/milla x141= 780 psi

Presión fricción total (18")=9,29 psi/milla x141=1310 psi

Presión fricción total (16")=16,66 psi/millax141=2349 psi

4.1.2. Presión de Elevación

La presión por elevación es constante para los tres diámetros de tubería:

$$P = 0,433 \times S \times H$$

$$P = 0,433 \times 0,933 \times (4.000-500) \quad 3,281 = 4.640$$

Presión de elevación (20") = 4.640 psi

Presión de elevación (18") = 4.640 psi

Presión de elevación (16") = 4.640 psi

4.1.3. Presión de Descarga

Para transportar el petróleo desde el punto inicial de bombeo y atravesar el sitio más alto topográficamente hay necesidad de vencer las pérdidas de presión debidas a: fricción total, elevación y una constante que considera las pérdidas en el interior del sistema de bombeo, que para el presente caso se asume un valor de 50 psi.

Presión de descarga (20") = $780\text{psi} + 4.640\text{psi} + 50\text{psi} = 5470\text{psi}$

Presión de descarga (18") = $1310\text{psi} + 4640\text{psi} + 50\text{psi} = 6000\text{psi}$

Presión de descarga (16") = $2349\text{psi} + 4640\text{psi} + 50\text{psi} = 7039\text{psi}$

4.1.4. Presión Residual

Presión requerida para llegar a la succión de las bombas en cada estación de bombeo y al punto más alto, la práctica recomienda disponer de 150 y 20 psi para cada caso.

4.1.5. Número de Estaciones de Bombeo

La presión de descarga se obtiene mediante el uso de un adecuado sistema de bombeo. Esta presión es difícil alcanzar con una sola estación de bombeo, requiriéndose la instalación de varias estaciones cuya función es compartir parcialmente el transporte de petróleo para vencer el punto más alto de cruce.

El presente diseño adopta el criterio utilizado en el Oleoducto Transecuatoriano, al fijar en 1.500 psi la presión de descarga de las unidades de bombeo para determinar el número de estaciones requeridas:

5.470 psi

Estaciones de bombeo (20") =-----= 3,7

1.500 psi

6.000 psi

Estaciones de bombeo (18") =-----= 4,0

1.500 psi

7.039 psi

Estaciones de bombeo(16") =-----= 4,7

1.500 psi

Analizando los resultados se requiere 4 estaciones de bombeo para las tuberías con diámetros de 20"y 18" y de 5 estaciones para la tubería de 16".

Considerando que las tuberías de 20"y 18" necesitan un mismo número de estaciones y la necesidad de mantener un rango de seguridad que permita al futuro incrementar los caudales de transporte, se elimina el uso de tubería de 18"; luego el cálculo hidráulico y económico se hará para tuberías con diámetros de 20"y 16".

4.1.6. Ubicación de las Estaciones de Bombeo

Las estaciones de bombeo se ubican en función de la altura topográfica, punto en el cual la suma de las presiones de elevación, fricción y residual no debe exceder a la presión de descarga (1500psi)

Primera estación	500 mts
Segunda estación	1.250 "
Tercera estación	2.073 "
Cuarta estación	3.018 "

La ubicación topográfica de las estaciones de bombeo tienen su correspondiente a una distancia específica.

Primera estación	0	Km
Segunda estación	125	"
Tercera estación	160	"
Cuarta estación	190	"

En la página 60 está el gráfico de localización de las estaciones de bombeo.

4.2. ANALISIS DEL CALCULO HIDRAULICO

De la página 48 a la 52 están los resultados de los principales parámetros que intervienen en el cálculo hidráulico de cada uno de los tramos parciales y que conforman el conjunto del sistema de bombeo.

Para disponer de un mayor número de valores que conduzca a una mejor determinación cualitativa y cuantitativa de las variables se han considerado los siguientes aspectos:

- 11 valores de flujo que iniciando con 1.600 bls/hora (38.400 B.P.D.) se incrementa en un adicional constante de 100 bls/hora hasta llegar a un volumen final de 2.600 bls/hora (62.400 B.P.D.)
- 2 diámetros de tubería: el primero de 20" de externo (ID= 19,312") y el segundo de 16" (ID= 15,312")
- El sistema de bombeo toma en cuenta características de los motores ALCO que están instalados en el Oleoducto Transecuatoriano.

Un resumen de flujo máximo, revoluciones por minuto de la bomba, potencia requerida del motor y porcentaje de carga en cada estación se indican a continuación:

4.2.1. Estación N°1 - Estación N°2

Diámetro externo	Flujo bls/h	R.P.M. real de bomba	Potencia requerida H.P.	% carga
20"	2.400	1.050	1.966	0,79
16"	2.200	1.050	1.814	0,73

4.2.2. Estación N°2 - Estación N°3

Diámetro externo	Flujo bls/h	R.P.M. real de bomba	Potencia requerida H.P.	% carga
20"	2.600	1.030	2.055	0,87
16"	2.300	1.045	1.874	0,76

4.2.3. Estación N°3 - Estación N°4

Diámetro externo	Flujo bls/h	R.P.M. real de bomba	Potencia requerida H.P.	% carga
20"	2.600	1.040	2.076	0,85
16"	2.400	1.050	1.978	0,79

4.2.4. Estación N° 4 - Punto Alto

En este tramo se indican separadamente los resultados para la tubería de 20", considerando que la de 16" requiere de una 5ta estación. La estación N° 4 es el último punto de bombeo para vencer la altura más alta del oleoducto.

Diámetro externo	Flujo bls/h	R.P.M. real de bomba	Potencia requerida H.P.	% carga
20"	2.600	1.040	2.069	0,85

4.2.5. Estaciones N°4-N°5; Estación N°5 - Punto Alto

En estos dos tramos se indican los resultados para la tubería de 16", considerando que el diseño hidráulico indica la necesidad de una 5ta estación de bombeo:

Estación	Diámetro externo	Flujo bls/h	Potencia requerida H.P.	% carga
4-5	16"	2.400	1.977	0,79
5-Punto Alto	16"	2.300	1.987	0,76

CUADRO DE ESTUDIO HIDRAULICO PARA EL SISTEMA DE OLEODUCTO SARAVALI-MONTEPEDE

SECCION	Elevacion feet	Distancia millas equiv.	Diametro equiv.	Viscosidad SUS	API @ 60 F	TEMP. Esaba	SP.BRV. @ 60 F	F.elev. psi	F.resd. psi	H.P. disp.	H.P. ren.	λ carra
ESTACION 1	1640	60	19.312	11587	20	85	0.93	994.87	125			
ESTACION 2	4100											
FLUJO (BPH)	fr. loss psi/milla	Presion fricc. psi	P. desc. requerida psi	P. succion estacion psi	P. succion bomba psi	P. diferen requerida psi	Efic. bomba	R.P.M. Calc.	R.P.M. reales	H.P. disp.	H.P. ren.	λ carra
1600	3.49	209.35	1329	75	60	1269	0.74	976	976	1971	1120	0.57
1700	3.88	232.75	1353	75	66	1293	0.74	975	975	2002	1212	0.61
1800	4.29	257.21	1377	75	60	1317	0.74	985	985	2064	1308	0.63
1900	4.71	282.70	1403	75	69	1343	0.74	995	995	2127	1407	0.66
2000	5.15	309.22	1429	75	60	1369	0.74	1000	1000	2186	1519	0.70
2100	5.61	336.75	1457	75	60	1397	0.74	1010	1010	2242	1619	0.73
2200	6.09	365.28	1485	75	66	1422	0.74	1020	1020	2292	1725	0.75
2300	6.58	394.79	1515	75	60	1450	0.74	1035	1035	2344	1845	0.77
2400	7.08	425.28	1545	75	60	1485	0.74	1050	1050	2500	1966	0.79
2500	7.61	456.74	1577	75	60	1517	0.74	*****	*****	ERR	2091	ERR
2600	8.15	489.15	1609	75	69	1549	0.74	*****	*****	ERR	2221	ERR

SECCION	Elevacion feet	Distancia millas equiv.	Diametro equiv.	Viscosidad SUS	API @ 60 F	TEMP. Bomba	SP.BRV. @ 60 F	F.elev. psi	F.resd. psi	H.P. disp.	H.P. ren.	λ carra
ESTACION 2	4100	40	19.312	11587	20	85	0.93	1091.93	125			
ESTACION 3	6800											
FLUJO (BPH)	fr. loss psi/milla	Presion fricc. psi	P. desc. requerida psi	P. succion estacion psi	P. succion bomba psi	P. diferen requerida psi	Efic. bomba	R.P.M. Calc.	R.P.M. reales	H.P. disp.	H.P. ren.	λ carra
1600	3.49	139.57	1356	125	110	1246	0.74	955	955	1881	1100	0.58
1700	3.88	155.17	1372	125	110	1262	0.74	955	965	1941	1183	0.61
1800	4.29	171.47	1388	125	110	1279	0.74	970	970	1971	1269	0.64
1900	4.71	188.47	1405	125	110	1295	0.74	975	975	2002	1358	0.68
2000	5.15	206.15	1423	125	110	1313	0.74	985	985	2064	1449	0.70
2100	5.61	224.50	1441	125	110	1331	0.74	990	990	2095	1542	0.74
2200	6.09	243.52	1460	125	110	1350	0.74	995	995	2127	1639	0.77
2300	6.58	263.20	1480	125	110	1370	0.74	1000	1000	2180	1738	0.80
2400	7.09	283.52	1500	125	110	1390	0.74	1010	1010	2225	1841	0.83
2500	7.61	304.49	1521	125	110	1411	0.74	1025	1025	2324	1946	0.84
2600	8.15	326.10	1543	125	110	1433	0.74	1030	1030	2360	2055	0.87

SECCION	Elevacion feet	Distancia millas equiv.	Diámetro equiv.	Viscosidad SUS	API @ 60 F	TEMP. Bomba	SP. GRV. @ 60 F	P. elev. psi	P. resd. psi				
ESTACION 3 ESTACION 4	6800 9900	25	19.312	11587	20	85	0.93	1253.70	106				
FLUJO (BPH)	fr. loss psi/milla	Presion fricc. psi	P. desc. requerida psi	P. succion estacion psi	P. succion bomba psi	P. diferen requerida psi	P. diferen requerida feet	Efic. bomba	E.P.M. calc.	E.P.M. reales	H.P. disp.	H.P. req.	% carga
1600	3.49	87.23	1441	125	110	1331	3291	0.74	990	990	2095	1175	0.56
1700	3.88	96.98	1451	125	110	1341	3315	0.74	995	995	2127	1257	0.56
1800	4.29	107.17	1461	125	110	1351	3340	0.74	995	995	2127	1341	0.63
1900	4.71	117.79	1471	125	110	1361	3367	0.74	1000	1000	2160	1427	0.66
2000	5.15	128.84	1485	125	110	1375	3394	0.74	1005	1005	2192	1514	0.69
2100	5.61	140.31	1494	125	110	1384	3422	0.74	1010	1010	2225	1603	0.72
2200	6.09	152.20	1506	125	110	1396	3452	0.74	1012	1012	2238	1694	0.76
2300	6.58	164.50	1518	125	110	1408	3482	0.74	1020	1020	2292	1785	0.78
2400	7.09	177.20	1531	125	110	1421	3513	0.74	1025	1025	2326	1881	0.81
2500	7.61	190.31	1544	125	110	1434	3546	0.74	1030	1030	2360	1977	0.84
2600	8.15	203.81	1558	125	110	1448	3579	0.74	1040	1040	2429	2076	0.85

SECCION	Elevacion feet	Distancia millas equiv.	Diámetro equiv.	Viscosidad SUS	API @ 60 F	TEMP. Bomba	SP. GRV. @ 60 F	P. elev. psi	P. resd. psi				
ESTACION 4 PUNTO ALTO	9900 13124	25	19.312	11587	20	85	0.93	1303.85	20				
FLUJO (BPH)	fr. loss psi/milla	Presion fricc. psi	P. desc. requerida psi	P. succion estacion psi	P. succion bomba psi	P. diferen requerida psi	P. diferen requerida feet	Efic. bomba	E.P.M. calc.	E.P.M. reales	H.P. disp.	H.P. req.	% carga
1600	3.49	87.23	1411	100	85	1326	3279	0.74	988	988	2083	1170	0.56
1700	3.88	96.98	1421	100	85	1336	3303	0.74	990	990	2095	1253	0.60
1800	4.29	107.17	1431	100	85	1346	3325	0.74	995	995	2127	1335	0.63
1900	4.71	117.79	1442	100	85	1357	3355	0.74	1000	1000	2160	1422	0.66
2000	5.15	128.84	1453	100	85	1368	3382	0.74	1002	1002	2173	1509	0.69
2100	5.61	140.31	1464	100	85	1379	3410	0.74	1005	1005	2192	1597	0.73
2200	6.09	152.20	1476	100	85	1391	3440	0.74	1010	1010	2225	1689	0.76
2300	6.58	164.50	1488	100	85	1403	3470	0.74	1015	1015	2258	1780	0.79
2400	7.09	177.20	1501	100	85	1416	3501	0.74	1025	1025	2326	1875	0.81
2500	7.61	190.31	1514	100	85	1429	3534	0.74	1030	1030	2360	1971	0.84
2600	8.15	203.81	1528	100	85	1442	3567	0.74	1040	1040	2429	2076	0.85

CUADRO DE ESTUDIO HIDRAULICO PARA EL SISTEMA DEL OLEODUCTO SAPAQUA-MONTEVERDE

SECCION	Elevacion feet	Distancia millas equiv.	Diametro equiv.	Viscosidad SUS	API ° 60 F	TEMP. Bomba	P. succion bomba psi	P. succion estacion psi	P. succion bomba psi	P. diferen requerida psi	P. diferen requerida feet	Efic. bomba	SP.GRV. ° 60 F	F.elev. psi	P.resd. psi	R.P.M. reales	H.P. disp.	H.P. req.	% carga
ESTACION 1	1840	48	15.312	11587	20	85	20	0.93	556.01	125									
ESTACION 2	3000																		
FLUJO (BPH)																			
1600	10.50	504.13	1179	75	60	1119	60	75	2767	910	1627	0.74	910	910	988	0.61			
1700	11.68	560.48	1235	75	60	1175	60	75	2907	930	1737	0.74	930	930	1102	0.63			
1800	12.90	619.37	1294	75	60	1234	60	75	3052	945	1823	0.74	945	945	1226	0.67			
1900	14.18	680.77	1356	75	60	1292	60	75	3204	975	2002	0.74	975	975	1358	0.68			
2000	15.51	744.62	1420	75	60	1350	60	75	3362	1000	2160	0.74	1000	1000	1500	0.69			
2100	16.89	810.72	1486	75	60	1408	60	75	3526	1025	2326	0.74	1025	1025	1652	0.71			
2200	18.33	879.61	1555	75	60	1468	60	75	3696	1050	2500	0.74	1050	1050	1814	0.73			
2300	19.81	950.69	1626	75	60	1526	60	75	3871	ERR	ERR	ERR	ERR	ERR	1986	ERR			
2400	21.34	1024.11	1699	75	60	1589	60	75	4053	ERR	ERR	ERR	ERR	ERR	2170	ERR			
2500	22.91	1099.86	1775	75	60	1715	60	75	4240	ERR	ERR	ERR	ERR	ERR	2365	ERR			
2600	24.54	1177.91	1853	75	60	1793	60	75	4433	ERR	ERR	ERR	ERR	ERR	2571	ERR			
ESTACION 2	3000	33	15.312	11587	20	85	20	0.93	358.84	125									
ESTACION 3	5000																		
FLUJO (BPH)																			
1600	10.50	346.59	1280	125	110	1170	110	125	2894	930	1737	0.74	930	930	1033	0.59			
1700	11.68	385.33	1319	125	110	1209	110	125	2990	940	1794	0.74	940	940	1134	0.63			
1800	12.90	425.62	1360	125	110	1250	110	125	3090	950	1841	0.74	950	950	1241	0.65			
1900	14.18	468.03	1402	125	110	1292	110	125	3194	975	2002	0.74	975	975	1354	0.68			
2000	15.51	511.93	1446	125	110	1336	110	125	3303	990	2095	0.74	990	990	1474	0.70			
2100	16.89	557.51	1492	125	110	1381	110	125	3416	1005	2192	0.74	1005	1005	1600	0.73			
2200	18.33	604.73	1539	125	110	1429	110	125	3532	1025	2326	0.74	1025	1025	1734	0.75			
2300	19.81	653.60	1587	125	110	1477	110	125	3653	1045	2464	0.74	1045	1045	1874	0.76			
2400	21.34	704.07	1638	125	110	1528	110	125	3778	ERR	ERR	ERR	ERR	ERR	2023	ERR			
2500	22.91	756.15	1690	125	110	1580	110	125	3907	ERR	ERR	ERR	ERR	ERR	2179	ERR			
2600	24.54	809.81	1744	125	110	1634	110	125	4039	ERR	ERR	ERR	ERR	ERR	2343	ERR			

SECCION	Elevacion feet	Distancia millas equiv.	Diametro equiv. psi	Viscosidad SUS	API # 60 F	TEMP. Bomba	SP. BRV. # 60 F	F. A. Ev. psi	P. resd. psi	H.P. req.	γ carga
ESTACION 3	5000	25	15.312	11587	20	85	0.93	670.61	100		
ESTACION 4	7400										
FLUJO (BPH)	fr. loss psi/milla	Presion fricc. psi	F. desc. requerida psi	P. succion estacion psi	F. succion bomba psi	F. diferen requerida psi	Efic. bomba	R. P. H. calc.	R. P. H. reales	H. P. disp.	H. P. req.
1600	16.50	282.57	1332	125	110	3025	0.74	950	950	852	1679
1700	11.68	291.92	1323	125	110	3097	0.74	960	950	911	1174
1800	12.90	322.59	1392	125	110	3173	0.74	970	970	971	1274
1900	14.18	354.57	1425	125	110	3252	0.74	985	985	2044	1378
2000	15.51	387.83	1456	125	110	3334	0.74	995	995	2127	1483
2100	16.89	422.35	1493	125	110	3420	0.74	1010	1010	2225	1602
2200	18.33	458.13	1529	125	110	3508	0.74	1020	1020	2292	1722
2300	19.81	495.15	1566	125	110	3600	0.74	1035	1035	2394	1847
2400	21.34	533.39	1604	125	110	3694	0.74	1050	1050	2506	1978
2500	22.91	572.84	1643	125	110	3792	0.74	1065	1065	2624	2115
2600	24.54	613.45	1684	125	110	3892	0.74	1080	1080	2748	2257
SECCION	Elevacion feet	Distancia millas equiv.	Diametro equiv. psi	Viscosidad SUS	API # 60 F	TEMP. Bomba	SP. BRV. # 60 F	F. A. Ev. psi	P. resd. psi	H.P. req.	γ carga
ESTACION 4	7400	20	15.312	11587	20	85	0.93	1051.49	100		
ESTACION 5	10000										
FLUJO (BPH)	fr. loss psi/milla	Presion fricc. psi	F. desc. requerida psi	P. succion estacion psi	F. succion bomba psi	F. diferen requerida psi	Efic. bomba	R. P. H. calc.	R. P. H. reales	H. P. disp.	H. P. req.
1600	10.50	216.05	1362	100	85	3156	0.74	970	970	1971	1127
1700	11.68	233.53	1385	100	85	3215	0.74	980	980	2033	1219
1800	12.90	258.07	1410	100	85	3275	0.74	985	985	2064	1315
1900	14.18	283.65	1435	100	85	3338	0.74	995	995	2127	1415
2000	15.51	310.26	1462	100	85	3404	0.74	1005	1005	2192	1519
2100	16.89	337.88	1489	100	85	3473	0.74	1015	1015	2258	1627
2200	18.33	366.51	1518	100	85	3543	0.74	1025	1025	2326	1739
2300	19.81	396.12	1548	100	85	3617	0.74	1040	1040	2400	1855
2400	21.34	426.71	1578	100	85	3692	0.74	1050	1050	2500	1977
2500	22.91	458.27	1610	100	85	3770	0.74	1065	1065	2600	2103
2600	24.54	490.79	1642	100	85	3851	0.74	1080	1080	2700	2233

SECCION	Elevacion feet	Distancia millas equiv.	Diámetro equiv.	Viscosidad SUS	API @ 60 F	TEMP. Bomba	SP. BRV. @ 60 F	P. elev. psi	P. resd. psi					
ESTACION 5 PUNTO ALTO	10000 13124	15	15.312	11587	20	85	0.93	1263.41	20					
FLUIDO (BPH)	fr. loss psi/milla	Presion fricc. psi	F. desc. requerida psi	P. succion estacion psi	P. succion bomba psi	P. diferen requerida psi	P. diferen requerida feet	Efic. bomba	R.P.M. calc.	R.F.M. reales	H.P. disp.	H.P. req.	% carga	
1600	10.50	157.54	1441	100	85	1356	3350	0.74	995	995	2127	1197	0.56	
1700	11.68	175.15	1459	100	85	1374	3396	0.74	1002	1002	2173	1288	0.59	
1800	12.90	193.55	1477	100	85	1392	3442	0.74	1010	1010	2225	1382	0.62	
1900	14.18	212.74	1496	100	85	1411	3489	0.74	1015	1015	2258	1479	0.65	
2000	15.51	232.76	1516	100	85	1431	3539	0.74	1022	1022	2305	1579	0.68	
2100	16.87	253.41	1537	100	85	1452	3590	0.74	1030	1030	2360	1682	0.71	
2200	18.33	274.88	1558	100	85	1473	3643	0.74	1040	1040	2429	1788	0.74	
2300	19.81	297.09	1580	100	85	1495	3698	0.74	1050	1050	2500	1897	0.76	
2400	21.34	320.03	1603	100	85	1518	3755	0.74	****	****	ERR	2010	ERR	
2500	22.91	343.71	1627	100	85	1542	3813	0.74	****	****	ERR	2126	ERR	
2600	24.54	368.10	1652	100	85	1567	3873	0.74	****	****	ERR	2246	ERR	

4.3. COSTOS DE CONSTRUCCION OLEODUCTO SARAYACU-EL ARENAL

A continuación se indican los principales rubros y sus costos para la construcción de oleoductos y poliductos.

<u>Rubros principales-oleoductos</u>	<u>% del costo total</u>
-Estaciones de bombeo y equipos	20,4
-tubería y accesorios	28,5
-montaje de la tubería	40,3
-carreteras-derecho de vías	03,2
-miscelaneos	07,6
Total	100,0 %

<u>Rubros principales-poliductos</u>	<u>% del costo total</u>
-Estaciones de bombeo y equipos	17,5
-tubería y accesorios	28,5
-montaje de tubería	38,8
-carreteras-derecho de vías	03,3
-misceláneos	12,2
Total	100,0 %

El costo total estimado para un ducto se lo determina en base al diámetro de la tubería por unidad de tendido.

A la presente fecha el costo por milla tiene un valor de us \$ 22.000 .

Otros datos estimados de costos de ductos

- costo de tubería de us \$ 650 a us \$ 750 por tonelada
- unidades de bombeo us \$ 450 por H.P.

- tanques de almacenamiento con techo flotante que incluye, fundación, instalación y pintura.

Capacidad	us \$/barril	Factor de costo
200.000 bls	5,25	1,25
300.000 bls	4,90	1,25
400.000 bls	4,75	1,25
500.000 bls	4,60	1,25

La banca mundial en su manual de estimaciones considera que a los costos de construcción de ductos, se los debe multiplicar por 1,25, para trabajos que se ejecutan en América del Sur.

4.3.1. Costo del Oleoducto con Tubería de 20 "

4.3.1.1. Costo Total del Oleoducto

us \$ 22.000' x 20" x 140 millas x 1,25 = us \$ 77'000.000

4.3.1.2. Estaciones de Bombeo

0,204 x us \$ 77'000.000 = us \$ 15'708.000

4.3.1.3. Tubería

0,285 x us \$ 77'000.000 = us \$ 21'945.000

4.3.1.4. Montaje de Tubería

0,403 x us \$ 77'000.000 = us \$ 31'000.000

4.3.1.5. Carreteras

0,032 x us \$ 77'000.000 = us \$ 2'240.000

4.3.1.6. Varios

0,076 x us \$ 77'000.000 = us \$ 5'852.000

4.3.2. Costo de Almacenamiento

El volumen de almacenamiento para petróleo en la primera estación de bombeo deberá permitir almacenar la producción de campo acumulada en un mínimo de 4 días, las restantes estaciones dispondrán de una tanquería operacional, lo que da un volumen total aproximado de 300.000 bls.

300.000 bls x us \$ 6 x 1,25 = us \$ 2'250.000

4.3.2.1. Costo Tramo Sarayacu - El Arenal

Oleoducto = us \$ 77'000.000

Almacenamiento = us \$ 2'250.000

Sub Total = us \$ 79'250.000

4.3.3. Costo del Oleoducto con Tubería de 16 "

4.3.3.1. Costo Total del Oleoducto

us \$ 22.000 x 16" x 140 millas x 1,25 = us \$ 61'600.000

4.3.3.2. Estaciones de Bombeo

0,204 x us \$ 61'600.000 = us \$ 12'566.400

4.3.3.3. Tubería

0,285 x us \$ 61'600.000 = us \$ 17'556.000

4.3.3.4. Montaje de Tubería

0,403 x us \$ 61'600.000 = us \$ 24'824.800

4.3.3.5. Carreteras

 $0,032 \times \text{us } \$ 61'600.000 = \text{us } \$ 1'971.200$

4.3.3.6. Varios

 $0,076 \times \text{us } \$ 61'600.000 = \text{us } \$ 4'681.600$

4.3.3.7. Costo de Almacenamiento

 $300.000 \text{ bls} \times \text{us } \$ 6 \times 1,25 = 2'250.000$ 4.3.4. Costo Tramo Sarayacu-El Arenal

Oleoducto = us \$ 61'600.000

Almacenamiento = us \$ 2'250.000

Total = us \$ 63'850.000

Comparando costos constructivos entre los dos diámetros de tubería se tiene un precio menor de us \$ 15'400.000, esta significativa diferencia permite seleccionar el uso de tubería de 16" para la construcción del Oleoducto en el tramo Sarayacu- El Arenal.

C A P I T U L O V5. OLEODUCTO EL ARENAL-MONTEVERDE

En este tramo del oleoducto, el petróleo es transportado pendiente abajo; la acción de la gravedad por si sola produce un incremento de presión en función directa con la distancia. Las estaciones reductoras tienen el objeto principal de controlar adecuadamente dicha presión, de tal manera que, el sistema trabaje en rangos normales de presión, una de las maneras de controlar la reducción de presión, está en el uso optimo del diámetro de la tubería.

Para el presente caso, el diseño hidráulico se realiza tomando en cuenta las consideraciones siguientes:

- Volumen a transportarse 2.083 bls/hora (50.000 B.P.D.);
- La reducción de presión no debe exceder a 20 psi/milla;
- Las tuberías con diámetros exteriores de 14" 16" y 18" tienen una pérdida de presión por fricción de 33,57, 16,66 y 9,30 psi/milla respectivamente.

5.1. PRESION DE ELEVACION

Para el cálculo de la presión de elevación, se asume un diferencial de altura entre cada estación reductora, de 1.000 mts, esta presión será la

misma para los tres diámetros de tubería y en cada tramo entre las diferentes estaciones reductoras, (se le asigna el signo + debido a que el flujo es descendente)

$$\Delta P = 0,433 \times S \times H$$

$$\text{Presión de elevación} = 0,433 \times 0,93 \times 1.000\text{mts} \times 3,281 \\ \text{pie/mt} = 1.322\text{psi}$$

$$\text{Presión elevación (14")} = 1.322 \text{ psi}$$

$$\text{Presión elevación (16")} = 1.322 \text{ psi}$$

$$\text{Presión Elevación (18")} = 1.322 \text{ psi}$$

5.2. NUMERO DE REDUCTORAS

En base al criterio asumido al determinar la presión de elevación, desde El Arenal, que tiene 4.000 mts de altura, hasta Monteverde con 100 mts, se requieren 4 estaciones reductoras.

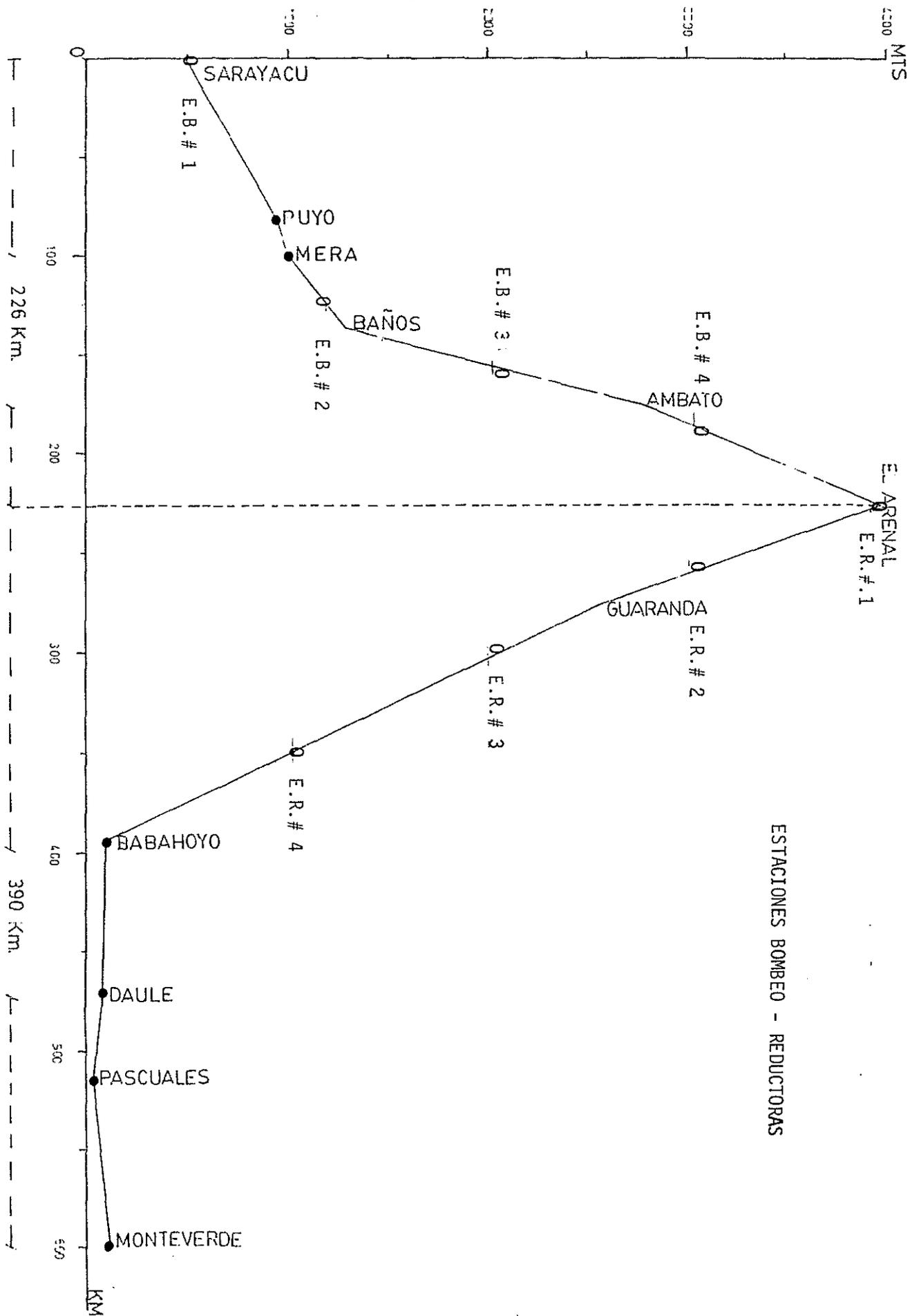
5.3. UBICACION DE REDUCTORAS

Topográficamente las estaciones reductoras estarán ubicadas a las alturas siguientes:

	ALTURA	DIS.ACUMULADA
Punto Alto	4.000 mts	226 Km
Reductora N° 1	3.000 "	270 "
Reductora N° 2	2.000 "	310 "
Reductora N° 3	1.000 "	350 "
Terminal	100 "	600 "

La ubicación topográfica corresponde a determinada distancia, en la página 60 está el gráfico de la ubicación de las estaciones reductoras.

Punto Alto	o Km	o millas
Reductora N° 1	40 "	29 "
Reductora N° 2	80 "	50 "
Reductora N° 3	100 "	62 "
Terminal	170 "	100 "



ESTACIONES BOMBEO - REDUCTORAS

5.4. CALCULO HIDRAULICO OLEODUCTO EL ARENAL- MONTEVERDE

Con los supuestos y consideraciones señaladas se procede a determinar los diferentes parámetros del cálculo hidráulico en el segundo tramo.

5.4.1. El Arenal - Reductora N°1

5.4.1.1. Presión por Elevación

Esta presión se determina en función de la diferencia topográfica existente entre 4.000 y 3.000 mts cuyo valor fue calculado en 1.322 psi.

5.4.1.2. Presión por Fricción

En el interior de la tubería, por efecto del movimiento y fricción, se produce una disminución de presión:

Presión por fricción (14") = $33,57 \text{ psi/milla} \times 40\text{km}/1,61$
km/milla = 834 psi.

Presión por fricción (16") = $16,66 \text{ psi/milla} \times 40\text{km}/1,61$
km/milla = 414 psi.

Presión por fricción (18") = $9,30 \times \text{psi/mill} \times 40\text{km}/1,61$
km/milla = 231 psi.

5.4.1.3. Presión de Llegada

Presión con la cuál llega el fluido a la estación reductora,

considerando las presiones por elevación y fricción.

Presión llegada 14" = 1.322 psi - 834 psi = 488 psi

Presión llegada 16" = 1.322 psi - 414 psi = 908 psi

Presión llegada 18" = 1.322 psi - 231 psi = 1.091 psi

5.4.1.4. Presión de Reducción

El sistema operativo de la estación reductora se diseñará para disminuir o eliminar la diferencia entre la presión de llegada y la requerida para descarga.

Reducción presión 14" = 488 psi - 20 psi = 468 psi

Reducción presión 16" = 908 psi - 20 psi = 888 psi

Reducción presión 18" = 1.091 psi - 20 psi = 1.071 psi

5.4.2. Reductura N°1 - Reductora N°2

5.4.2.1. Presión por Elevación

Es el valor ya determinado de 1.322 psi y similar para los tres diámetros de tubería.

5.4.2.2. Presión por Fricción

Tubería 14" = 33,57 psi/milla x 80 km/1,61 km/milla =
1.668 psi

Tubería 16" = 16,66 psi/milla x 80 km/1,61 km/milla =
828 psi

Tubería 18" = 9,30 psi/milla x 80 km/1,61 km/milla =
462 psi

5.4.2.3. Presión de Llegada

Tubería 14" = 1.322 psi - 1.688 psi = -346 psi

Tubería 16" = 1.322 psi - 828 psi = 494 psi

Tubería 18" = 1.322 psi - 462 psi = 860 psi

5.4.2.4 Presión de Reducción

Tubería 14" = -346 psi - 20 psi = -366 psi

Tubería 16" = 494 psi - 20 psi = 474 psi

Tubería 18" = 860 psi - 20 psi = 840 psi

5.4.3. Reductora N°2 - Reductora N°3

5.4.3.1. Presión por Elevación

Esta presión tiene el mismo valor de las otras secciones,
1.322 psi

5.4.3.2. Presión por Fricción

Tubería 14" = 33,57 psi/milla x 100 km/1,61 km/milla=
2.085 psi

Tubería 16" = 16,66 psi/milla x 100km/1,61 km/milla=
1.035 psi

Tubería 18" = 9,30 psi/milla x 100km/1,61 km/milla=
577 psi

5.4.3.3. Presión de Llegada

Tubería 14" = 1.322 psi - 2.085 psi = -763 psi

Tubería 16" = 1.322 psi - 1.035 psi = 287 psi

Tubería 18" = 1.322 psi - 577 psi = 745 psi

5.4.3.4. Presión de Reducción

Tubería 14" = -763 psi - 20 psi = -783 psi

Tubería 16" = 287 psi - 20 psi = 267 psi

Tubería 18" = 745 psi - 20 psi = 725 psi

5.4.4. Reductora N°3 - Terminal Monteverde

5.4.4.1. Presión por Elevación

1.322 psi para los tres diámetros de tubería.

5.4.4.2. Presión por Fricción

Tubería 14" = 33,57 psi/milla x 170 km/1,67km/milla =
3.544 psi

Tubería 16" = 16,66 psi/milla x 170km/1,61km/milla =
1.759 psi

Tubería 18" = 9,30 psi/milla x 170 km/1,61km/milla =
981 psi

5.4.4.3. Presión de Llegada

Tubería 14" = 1.322 psi - 3.544 psi = -2.222 psi

Tubería 16" = 1.322 psi - 1.759 psi = -437 psi

Tubería 18" = 1.322 psi - 981 psi = 341 psi

5.4.4.4. Presión de Reducción

Tubería 14" = $-2.222 \text{ psi} - 20 \text{ psi} = -2.222 \text{ psi}$

Tubería 16" = $-437 \text{ psi} - 20 \text{ psi} = -457 \text{ psi}$

Tubería 18" = $341 \text{ psi} - 20 \text{ psi} = 321 \text{ psi}$

El signo negativo de la presión de llegada en las tuberías de 14" y 16" significa que el petróleo no puede llegar al punto final en la respectiva estación reductora debido a la pérdida de presión por fricción.

Para seleccionar el diámetro de la tubería se tomará en cuenta los resultados del cálculo hidráulico.

1. El uso de tubería de 14" se la descarta considerando que desde la Reductora N°1 hasta Monteverde los valores de la presión de llegada tienen signo negativo.
2. La tubería de 16" puede ser usada desde El Arenal hasta la Tercera Reductora y de allí hasta Monteverde con tubería de 18" por tener valor negativo en la presión de llegada.
3. La tubería de 18" no presenta ningún inconveniente desde El Arenal hasta Monteverde debido a que los valores de la Presión de Llegada son positivas en todas las reductoras, motivo por el cual este diámetro se le selecciona para el tendido de la línea en el tramo EL ARENAL-MONTEVERDE.

5.5. COSTO DEL OLEODUCTO EL ARENAL-MONTEVERDE

Para determinar los costos de este oleoducto se tomará en cuenta el mismo procedimiento y valores utilizados para el primer tramo.

5.5.1. Costo del Oleoducto con tubería de 18"

us \$ 22.000 x 18" x 247 millas x 1,25 = us \$ 122'265.000

5.5.1.1. Estaciones Reductoras

0,204 x us \$ 122'265.000 = us \$ 24'942.060

5.5.1.2. Tubería

0,285 x us \$ 122'265.000 = us \$ 34'845.525

5.5.1.3. Montaje de Tubería

0,403 x us \$ 122'265.000 = us \$ 49'272.795

5.5.1.4. Carreteras

0,032 x us \$ 122'265.000 = us \$ 3'912.480

5.5.1.5. Varios

0,076 x us \$ 122'265.000 = us \$ 9'292.140

5.5.1.6. Costo de Almacenamiento

El almacenamiento en Monteverde deberá asegurar unos 15 días de producción de petróleo lo que da un volumen total de 750.000 bls.

$750.000 \text{ bls} \times \text{us } \$ 5,25 \times 1,25 = \text{us } \$ 4'421.875$

5.5.2. Costo del Tramo El Arenal-Monteverde

Oleoducto = us \$ 122'265.000

Almacenamiento = us \$ 4'921.875

Sub Total = us \$ 127'186.875

5.5.3. Costo del Oleoducto Sarayacu-Monteverde

Sarayacu-El Arenal = us \$ 179'250.000

El Arenal-Monteverde = us \$ 127'921.875

Total = us \$ 307'171.

C A P I T U L O V I

6. ALTERNATIVA DE INDUSTRIALIZACION DEL PETROLEO

Esta segunda alternativa, para uso del petróleo producido en las áreas seleccionadas, contempla su industrialización sirviendo materia prima a una planta de refinación.

El patrón de refinamiento se diseñará para la obtención exclusiva de gasolina y diesel, considerando que en estos combustibles el país será deficitario en un futuro muy cercano, en el caso de la gasolina para el año 1996 y para el diesel a partir de corto plazo.

El sitio seleccionado para la construcción y montaje de esta nueva refinería se ubica en la provincia oriental de Pastaza, considerando la cercanía a las áreas productivas de petróleo seleccionadas.

El transporte de los combustibles obtenidos se realizará mediante el uso de un poliducto diseñado para evacuar gasolina y diesel, teniendo como punto final de transporte al Terminal de Pascuales en la provincia del Guayas.

Este adicional en oferta se canalizará para satisfacer la demanda de la zona sur del país y particularmente de la provincia del Guayas, considerando que por sus características industriales y económicas es la que más presiona sobre la demanda nacional.

Esta alternativa tiene ventajas económicas y operativas, su ejecución elimina en su totalidad el transporte marítimo, de cabotaje y alije que al momento tiene que realizarse para llevar los combustibles desde Balao hasta el Terminal de Pascuales.

El residuo obtenido del proceso de refinación presenta dificultades para ser evacuado por el poliducto, tendrá que ser utilizado en la misma área de producción.

6.1. OFERTA NACIONAL: GASOLINA-DIESEL

La oferta nacional de gasolina y diesel está dada por la producción que se obtiene de las plantas de refinación existentes: Esmeraldas, Anglo, Repetrol y Amazonas, oferta que será evaluada en base a las consideraciones siguientes:

A partir del año 1992 la refinería de Esmeraldas operará a su máxima carga de diseño (90.000 bls/día), en 1994 las refinerías Anglo (30.000 bls/día) y Repetrol (8.000 bls/día) y Amazonas (10.000 bls/día) en 1989, lo que da un total de 138.000 barriles diarios la capacidad máxima de proceso instalada y disponible.

En la Zona norte donde se encuentra aproximadamente el 70 % de la capacidad de refinación, mientras que la zona sur solo cuenta con las antiguas refinerías de la Península, situación similar se presenta en transporte y almacenamiento.

La producción máxima de gasolina se tendrá en el año de 1.995 con una oferta anual de 13,93 millones de barriles que representa un promedio diario de 38.164 barriles. El

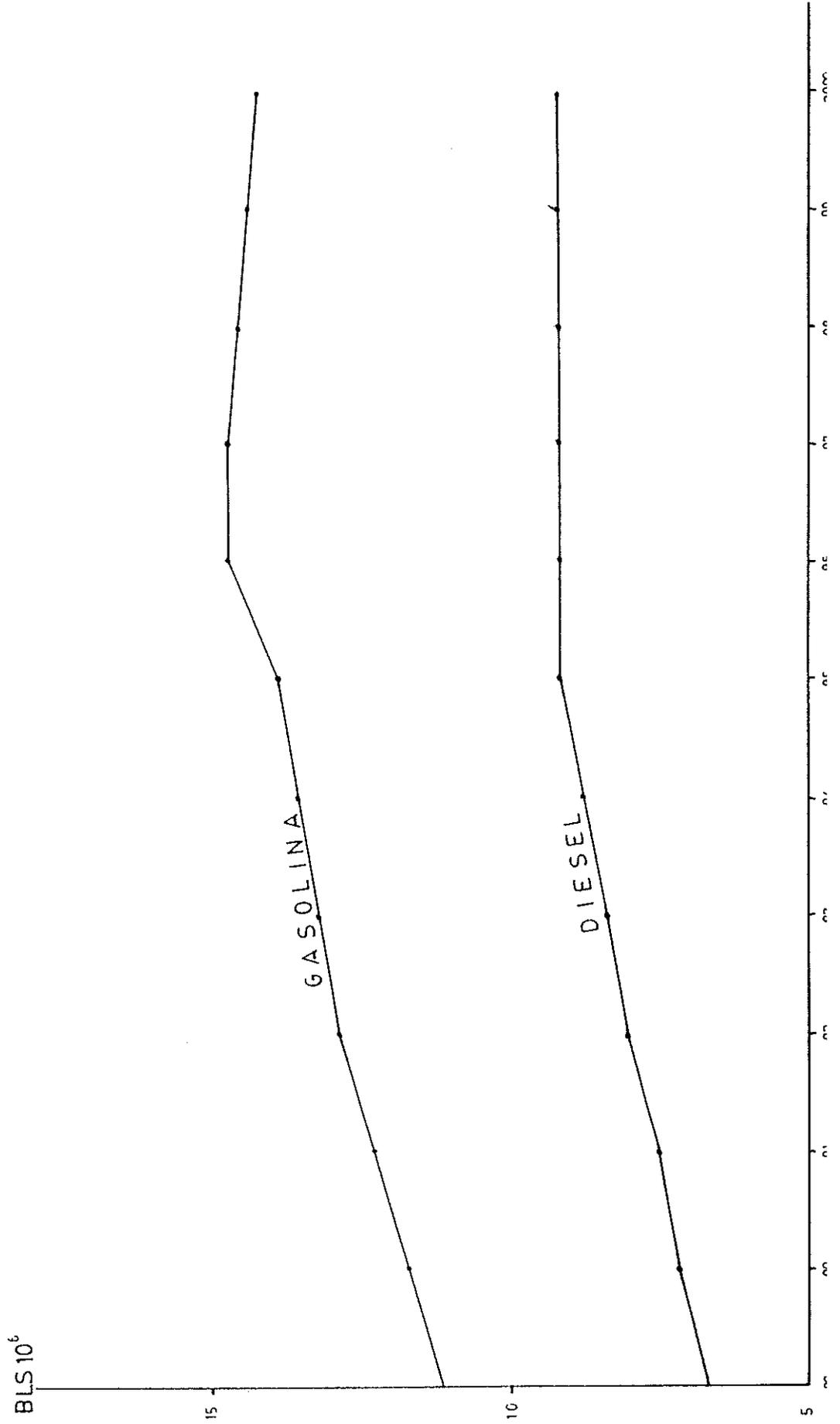
diesel tiene su máxima oferta en el año 1995 con un volumen estimado de 9,17 millones de barriles, volumen que representa un promedio diario de 25.123 barriles.

En 1995 se prevee utilizar la máxima carga de refinamiento para las plantas, con un total de 49,95 millones de barriles que representa un promedio diario de 137.000 barriles.

La oferta nacional de gasolina y diesel será analizada en el periodo comprendido entre los años 1989 y 2000, la disponibilidad de estos combustibles están señaladas en la tabla N°1 y su tendencia de crecimiento en el gráfico de la página 72.

En 1989 la disponibilidad estimada de gasolina es de 11,17 millones de barriles incrementandose a 13,25 en el año 2000. En cuanto al diesel la oferta prevista para el presente año es de 6,69 millones de barriles aumentando a 9,17 para el 2000.

OFERTA GASOLINA - DIESEL



6.2. DEMANDA NACIONAL : GASOLINA-DIESEL

La demanda de gasolina y diesel que el país necesita para satisfacer sus necesidades internas de consumo, será analizada en el mismo periodo tomando en cuenta para la oferta.

El requerimiento nacional de gasolina y diesel para el periodo 1989 y 2000 consta en la tabla N°2 y su tendencia de crecimiento en el gráfico de la página 75.

En 1989 se necesitará un volumen de 10,8 millones de barriles de gasolina que equivale un consumo diario de 29.500 para el 2000 esa necesidad aumentará a 17,56 millones, volumen que representa una demanda diaria de 48,11 barriles, que representa un incremento del 68 %.

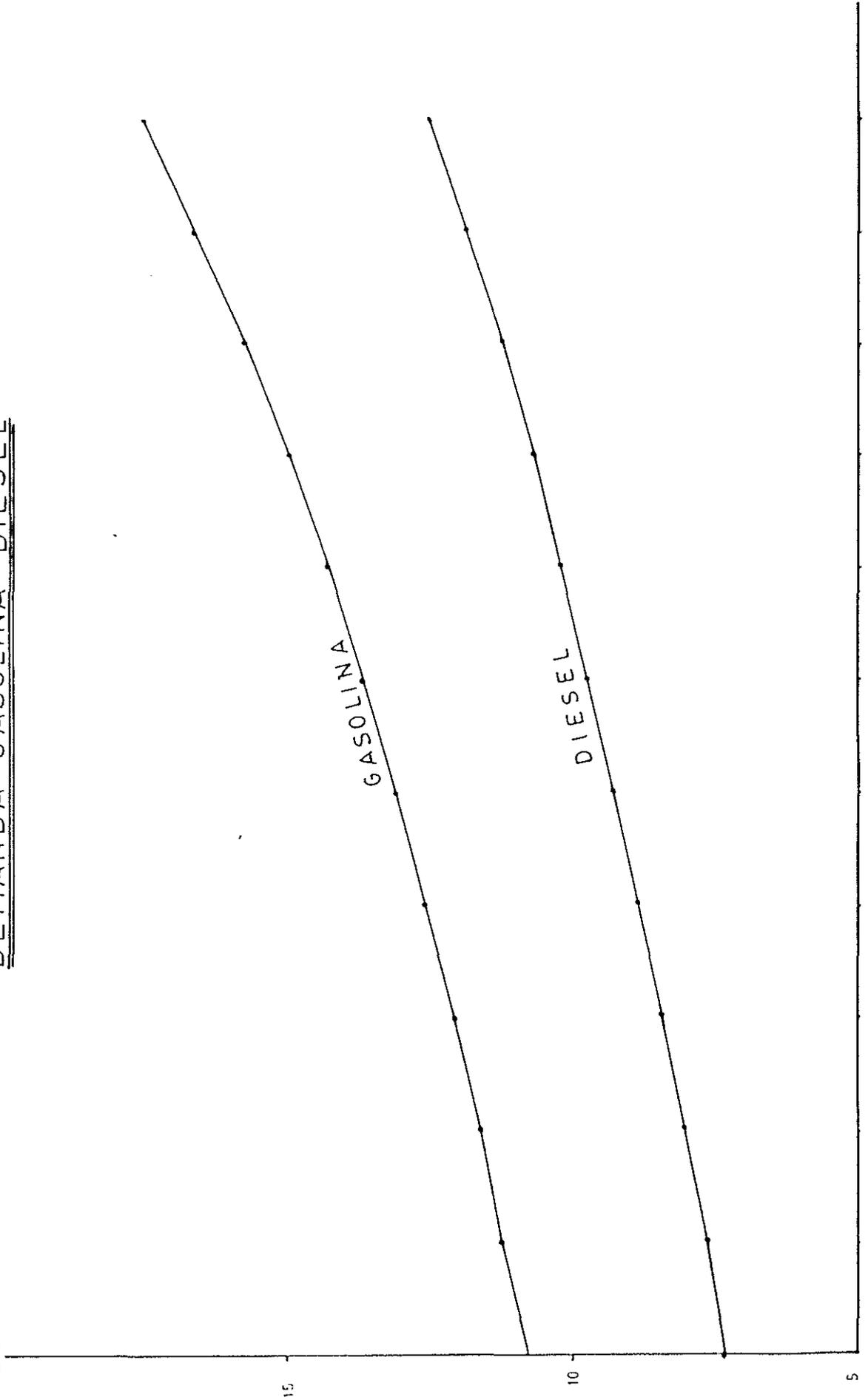
La demanda de diesel para el presente año se estima en 7,3 millones, equivalente a un consumo diario de 20.000. En el año 2000 se necesitarán 12,57 millones de barriles, volumen que equivale a una demanda diaria de 34.000 barriles, crecimiento equivalente al 72 % durante el periodo señalado.

TABLA N°2
 DEMANDA DE DERIVADOS
 (millones de barriles)

Producto	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Gasolina	10,80	11,18	11,63	12,12	12,64	13,18
Diesel	7,30	7,66	8,05	8,45	8,87	9,30
Producto	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Gasolina	13,74	14,33	15,08	15,87	16,69	17,56
Diesel	9,75	10,22	10,77	11,34	11,94	12,57

DEMANDA GASOLINA - DIESEL

BLS 10⁶



6.3. BALANCE NACIONAL: GASOLINA -DIESEL

El balance de oferta-demanda para gasolina y diesel en el periodo 1989-2000, señala los años en que el país comienza a ser deficitario en esos combustibles. Los déficits anuales constan en la tabla N°3 y el gráfico en la página 78.

Con la infraestructura actual de refinación y trabajando a su carga máxima, el país en el año de 1996 inicia a ser deficitario en gasolina en un volumen anual de 511.000 barriles, se incrementa a 4,3 millones para el año 2000; el total de importaciones alcanza un volumen aproximado de 11,7 millones de barriles.

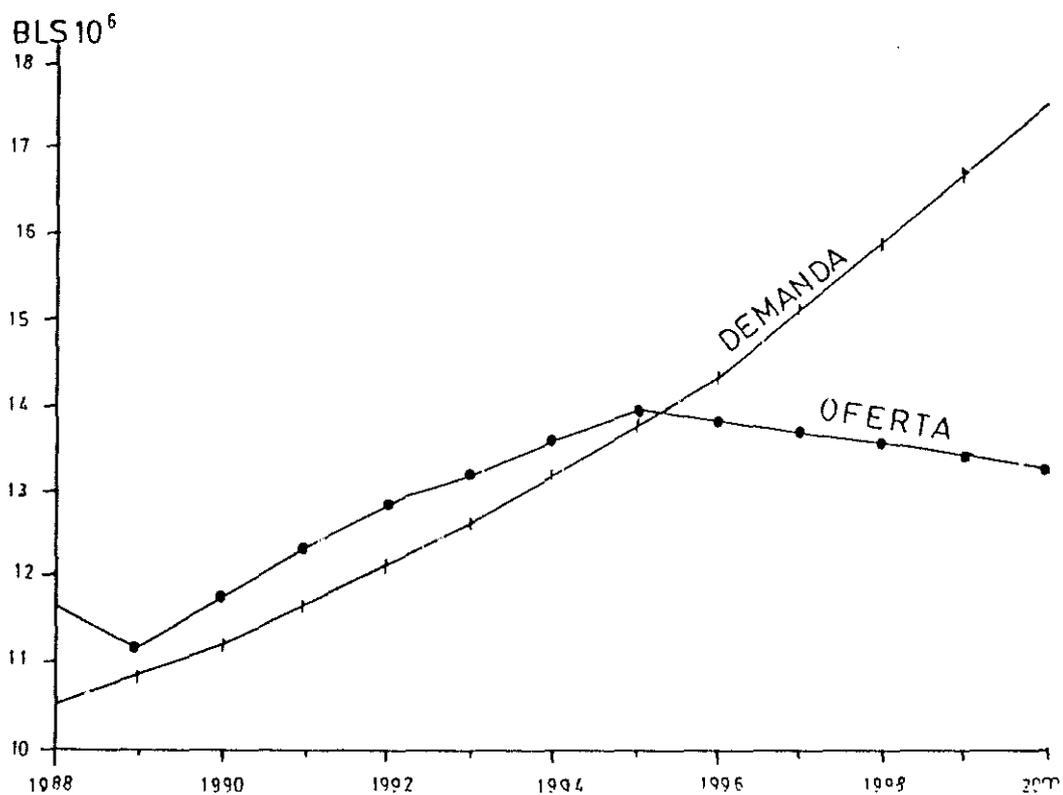
En diesel el país será deficitario a partir del presente año en un volumen de 608.000 barriles, que para el 2000 esa necesidad se incrementa a 3,4 millones. El total acumulado de demanda insatisfecha de diesel alcanza a 9,95 millones de barriles.

TABLA N°3

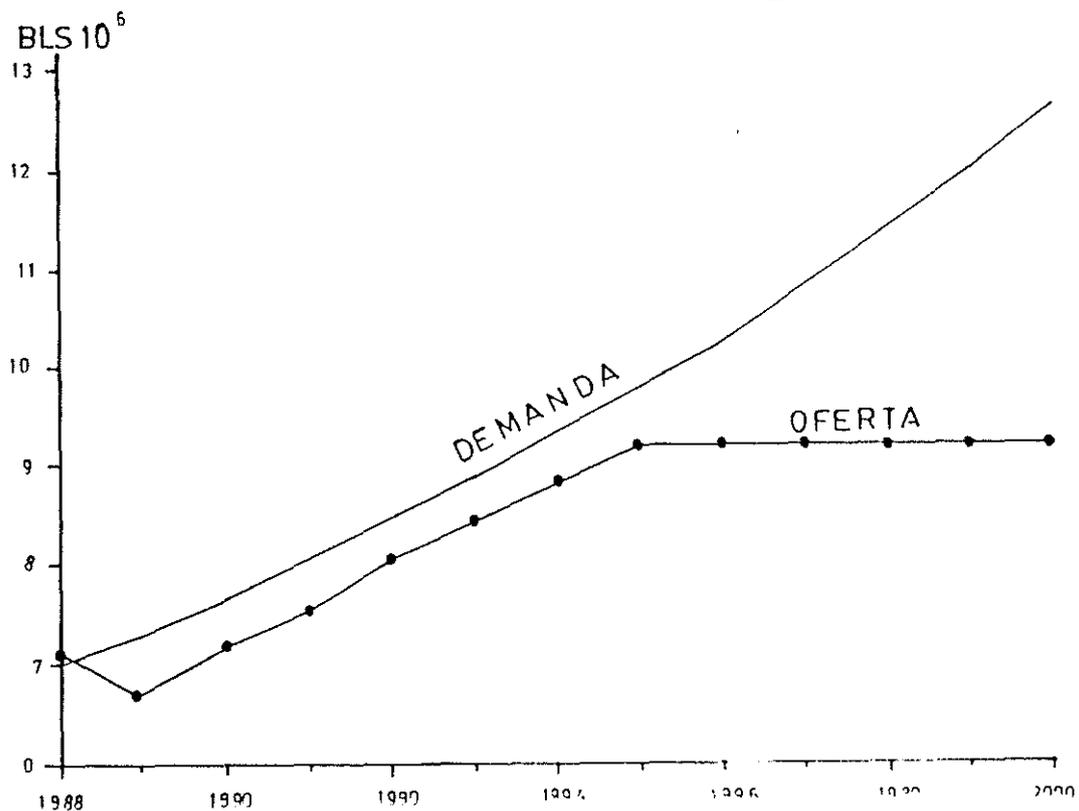
BALANCE DE DERIVADAS: OFERTA-DEMANDA
(millones de barriles)

Producto	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Gasolina	360	577	692	736	555	417
Diesel	(608)	(470)	(507)	(415)	(451)	(449)
Producto	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Gasolina	188	(511)	(1.393)	(2.320)	(3.290)	(4.307)
Diesel	(585)	(1.055)	(1.603)	(2.176)	(2.776)	(3.402)

BALANCE DE GASOLINA



BALANCE DE DIESEL



6.4. ABASTECIMIENTO COMBUSTIBLES

Los días de stock de seguridad para los combustibles derivados del petróleo están determinados en el decreto N° 295 del 11 de Febrero de 1.960, que determina en 15 días más una reserva operativa adicional que permita la normal reposición de la misma.

Para un normal y oportuno abastecimiento de combustibles el país ha sido dividido en zona norte y zona sur, considerando factores como: demanda, oferta, facilidades de transporte y almacenamiento, áreas de consumo y de influencia.

En la zona norte la provincia de Pichincha es la que tiene mayor consumo, la demanda es cubierta por la producción de derivados en las refinerías de Esmeraldas y Amazonas, permitiendo además un exedente de los combustibles. El transporte de los derivados se efectúa mediante los poliductos Shushufindi-Quito y Esmeraldas-Quito-Ambato. El almacenamiento se dispone en los terminales de Balao (Esmeraldas), El Beaterio (Pichincha), Ambato (Tungurahua) y Riobamba (Chimborazo).

La Zona Sur tiene como principal consumidor a la provincia del Guayas, la oferta proviene de las refinerías Anglo y Repetrol instaladas en la Península de Santa Elena cuya producción no abastece los requerimientos de esta zona.

El déficit de gasolina y diesel de la zona sur, actualmente es complementada mediante los exedentes provenientes de la refinería de Esmeraldas, el transporte

de los combustibles se realiza mediante cabotaje desde el Terminal de Balao hasta Punta Arenas, en alije hasta Tres Bocas y por poliducto hasta el Terminal de Pascuales.

Las características de acceso al Golfo de Guayaquil presentan limitaciones en el transporte marítimo así el cabotaje se realiza con buques cuyas capacidades oscilan entre 30.000 y 40.000 D.T.W. y el alije hasta 10.000 D.T.W.

6.5. ZONA SUR OFERTA DEMANDA GASOLINA-DIESEL

La oferta de gasolina para satisfacer las necesidades energéticas de la zona sur proviene de las plantas de refinamiento localizadas en la Libertad, cuyo volumen diario aproximado es de 4.900 barriles. La refinería Anglo tiene una producción diaria de 3.920 barriles que representa el 80 % de la oferta total, Repetrol aporta la diferencia de 980 barriles y el 20 % de la oferta.

La demanda de este combustible se ha determinado en 10.200 barriles diarios, que equivale un déficit de 5.300 barriles, para completar la demanda se utiliza el exedente de la refinería de Esmeraldas.

La oferta de diesel para la zona sur proviene de las mismas plantas productoras de gasolina, el volumen de diesel obtenido diariamente es de 4.800 barriles. La refinería Anglo aporta con 3.600 barriles que es el 75 % de la oferta total y Repetrol lo hace con 1.200 barriles que equivale al 25 %.

Los requerimientos de diesel para la zona sur se estima en 8.000 barriles diarios, lo que equivale a un déficit de 3.200 barriles, así mismo para completar la demanda se utiliza el exeso de producción de la refinería de Esmeraldas.

6.6. INCREMENTO DE OFERTA

El petróleo al ser sometido a un proceso de refinación atmosférica, se asume una relación de 50 % al 50 %, entre combustibles obtenidos y productos residuales; en cuanto a los combustibles el porcentaje esporado es del 30 % para diesel y 20 % para gasolina.

Si la carga establecida para la planta es de 50.000 barriles diarios, el patrón de refinación permite obtener diariamente 15.000 barriles de diesel, 10.000 de gasolina y 25.000 de fuel oil.

La adicional producción de combustibles incrementará la oferta nacional de gasolina y diesel, esta nueva oferta cubrirá la demanda nacional y particularmente de la zona sur.

El nuevo balance nacional de gasolina y diesel se indica en la tabla N°4

TABLA N° 4

NUEVO BALANCE NACIONAL GASOLINA-DIESEL
(millones de barriles)

GASOLINA	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Of. Actual	13,93	13,82	13,69	13,55	13,40	13,25
Of. Incremento	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Demanda	13,74	14,33	15,08	15,87	16,69	17,56
Balance	3,69	2,99	2,11	1,18	0,21	(0,81)
DIESEL	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Of. Actual	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17
Of. Incremento	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25
Demanda	9,75	10,22	10,77	11,34	11,94	12,57
Balance	4,67	4,20	3,65	3,08	2,48	1,85

6.7. TRANSPORTE DE DERIVADOS

La evacuación de gasolina y diesel proveniente de la nueva oferta se efectuará mediante la construcción de un poliducto, como criterio general se ha considerado que en el diseño de este poliducto la cabecera de bombeo puede ser un sitio cercano a la ciudad de Baños, seguiría la misma ruta seleccionada para la primera alternativa hasta Daule y de allí dirigirse hacia el Terminal de Pascuales que constituirá el almacenamiento final del poliducto; la distancia aproximada del poliducto es de 370 kilómetros.

Esta alternativa en cuanto a transporte de los combustibles puede ser complementada considerando la ampliación de sus servicios:

En situaciones de emergencia abastecería de gasolina y diesel a la zona norte del país, utilizando el poliducto Ambato-El Beaterio lo cual implica realizar adecuaciones que permitan esta operación desde el Terminal de Ambato.

El tendido de un poliducto que una los terminales de Ambato y Cuenca daría abastecimiento a este último terminal, que a la presente fecha es servido mediante autotanques encareciendo el costo de los combustibles.

C A P I T U L O V I I

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. EXPORTACION DEL PETROLEO

7.1.1. Conclusiones

- Para desarrollar el presente trabajo se ha tomado en cuenta los yacimientos petrolíferos ubicados en los bloques N°8, 10, 12, 13 y los reservados a CEPE, ubicados en el suroriente; luego de verificar la existencia de petróleo en volúmenes comerciales se procederá a su explotación.

- El oleoducto proyectado tiene su inicio en el centro-oriente (Sarayacu) y concluye en la costa pacífica (Monteverde), su longitud aproximada es de 620 Kilómetros, atraviesa los Andes en sus dos cordilleras y su punto más alto de cruce tiene una altura de 4.000 metros.

- El diseño hidráulico y la alternativa seleccionada determina la necesidad de construir 5 estaciones de bombeo utilizando tubería de 16" y de 5 reductoras de presión con línea de 18".

- Al disponer de otro oleoducto se eliminará, parcialmente, la dependencia de transporte de petróleo del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), como quedó demostrado con su destrucción parcial a consecuencia del terremoto de 1987.

- El oleoducto Sarayacu-Monteverde posibilita a futuros descubrimientos de yacimientos de petróleo, cercanos a las áreas seleccionadas sean incorporados a la producción nacional en tiempos relativamente cortos.
- La construcción y montaje del oleoducto requiere una inversión aproximada de us \$ 307 millones. La ejecución de esta alternativa al país le significa un respaldo económico adicional aproximado de us \$ 3.000 millones.
- EL terminal marítimo de Monteverde buenas ventajas operacionales como puerto marítimo para exportar petróleo, su uso optimizaría su funcionamiento al utilizar la infraestructura técnica proyectada.
- La ruta del oleoducto permitirá disponer de una adicional red vial de penetración al oriente en una extensión aproximada de 80 Kilómetros permitiendo incorporar a la producción nacional importantes áreas agrícolas.

7.1.2. Recomendaciones

- Concluir el programa exploratorio planificado para los bloques N°8, 10, 12, 13 y los asignados a CEPE, que posibilite ubicar estructuras geológicas con acumulaciones hidrocarburíferas.
- Verificar la existencia de un volumen mínimo de 300 millones de barriles para ser explotados, la cuantificación de las reservas es determinante en la implementación definitiva de esta alternativa.
- Negociar con las compañías ESSO-HISPANOIL, ARCO,

TENNECO y UNOCAL para que financien las inversiones del oleoducto y puedan a su vez evacuar el petróleo descubierto en sus áreas de contratación.

- Construir las respectivas facilidades e instalaciones que permitan utilizar al Terminal de Monteverde como puerto marítimo para exportar petróleo.

- Continuar la construcción de la carretera que una Sarayacu-Montalvo y concluya frente a la población peruana de Puerto Bobonaza, esta vía de penetración impulsará el desarrollo económico y social de gran área del oriente, se creará verdaderas fronteras vivas en la zona fronteriza con el Perú.

7.2. INDUSTRIALIZACION DEL PETROLEO

7.2.1. Conclusiones

- La zona sur del país presenta grandes déficits en oferta de gasolina y diesel, la misma que es satisfecha por los excedentes de la zona norte mediante cabotaje y alije desde Balao hasta el Terminal de Tres Bocas.

- La infraestructura de refinamiento instalada en un futuro muy cercano será insuficiente la demanda interna de gasolina y diesel, lo que obligaría a efectuar importaciones anuales cada vez más crecientes, implicando salida de divisas y pone al país en situación de dependencia externa en abastecimiento energético.

- La construcción y funcionamiento de una nueva refinería en el oriente creará un nuevo polo de desarrollo, solucionando en parte los problemas sociales por la generación de empleo.

7.2.2. Recomendaciones

- Confirmar la existencia de yacimientos hidrocarburíferos que aseguren una producción diaria de 50.000 barriles que servirán como carga de refinación.

- Al decidirse por esta alternativa, paralelamente a la construcción de la refinería, debe diseñarse y construirse el respectivo poliducto para llevar los combustibles desde el sitio de refinamiento hasta el Terminal de Pascuales.

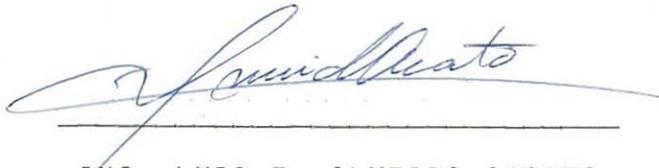
- En residuo, por las dificultades que presenta a ser transportado por poliducto, deberá utilizarse en la misma zona de producción, una de sus aplicaciones sería utilizarlo como combustible en una planta termoeléctrica.

- Las inversiones para la construcción de la nueva refinería pueden provenir de empréstitos blandos del exterior o por financiamiento solicitado a la compañía seleccionada para su montaje.

AUTORIZACION DE PUBLICACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este Trabajo, de su bibliografía y anexos, como artículo de la Revista o como artículos para lectura seleccionada.

Quito, a 16 de julio de 1989

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Luis E. Almeida Acosta', written over a horizontal line.

ING. LUIS E. ALMEIDA ACOSTA