

UNIVERSIDAD NACIONAL DE
INGENIERIA
FACULTAD DE PETROLEO

MEJORAS EN EL SISTEMA DE RECOLECCION DE
PETROLEO EN PATIO DE TANQUES DE LA DIVISION
SUR-DPTO PRODUCCION - TALARA

TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL
DE INGENIERO DE PETROLEO

JOSE MANUEL ARONE BRAVO

PROMOCION 84-I

LIMA, MAYO 1990

2.-TANQUES DE ALMACENAMIENTO	
A.-CLASIFICACION DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	19
B.-MEDIDAS DE SEGURIDAD EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	
C.-UBICACION DE LOS TANQUES	25
D.-ESFACIAMIENTO ENTRE TANQUES	25
E.-REQUERIMIENTO PARA LAS VALVULAS Y CONEXIONES DE LA LINEA DE PETROLEO	27
F.-LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	28
G.-DEFINICION DE TERMINOS UTILIZADOS EN LA DETERMINACION DEL INVENTARIO OPERATIVO OPTIMO Y DE SEGURIDAD	29
3.-TRATAMIENTO DE LAS EMULSIONES EN EL PETROLEO	31
A.-EMULSIONES	31
A.1.-COMPONENTES DE LA EMULSION	31
A.2.-ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES	33
A.2.1.-EL EMULSIONANTE	33
A.2.2.-DIFERENCIA DE DENSIDAD ENTRE LAS FASES	33
A.2.3.-VISCOSIDAD DE LA FASE CONTINUA	34
A.2.4.-PRESENCIA DE CARGAS ELECTRICAS EN LA FASE DISPERSA	34

A.2.5.-TEMPERATURA	34
A.2.6.-TAMAÑO DE LAS GOTAS Y PORCENTAJE DE AGUA	34
A.2.7.-EDAD DE LA EMULSION	35
B.-MECANISMOS DE LA EMULSION	35
B.1.-COLISION	36
B.2.-COALESCENCIA	36
B.3.-DECANTACION	37
C.-CLASIFICACION DE LOS METODOS DE TRATAMIENTO	37
C.1.-METODO TERMICO	37
C.1.1.-CALENTADORES DIRECTOS	38
C.1.2.-CALENTADORES INDIRECTOS	39
C.2.-METODO QUIMICO	39
C.3.-METODO ELECTRICO	40
III.-APLICACION DE LA TEORIA	41
1.-OLEODUCTOS	41
A.-GENERALIDADES	41
B.-CARACTERISTICA DE LOS OLEODUCTOS PRINCIPALES	42
C.-TIPO DE CORROSION QUE AFECTAN A LOS OLEODUCTOS	43
D.-PROTECCION DE OLEODUCTOS PRINCIPALES	44
E.-PROGRAMA DE MANTENIMIENTO E INSPECCION	45

2.-PATIO DE TANQUES	46
A.-GENERALIDADES	46
B.-CARACTERISTICAS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	47
C.-PROGRAMA DE MANTENIMIENTO E INSPECCION	47
D.-DETERMINACION DEL INVENTARIO OPERATIVO OPTIMO Y DE SEGURIDAD	50
E.-PROYECTOS	58
E.1.-PROYECTO A MEDIANO PLAZO	59
E.1.1.-REDISTRIBUCION DE LINEAS DE FLUJO DE PETROLEO PATIO DE TANQUES LOBITOS	59
E.2.-PROYECTO A LARGO PLAZO	59
E.2.1.-REDISTRIBUCION DE LINEAS DE FLUJO DE PETROLEO PATIO DE TANQUES TABLAZO	59
3.-TRATAMIENTO DE EMULSIONES DEL PETROLEO	61
A.-GENERALIDADES	61
B.-CARACTERISTICA DE LOS TRATADORES TERMICOS	62
C.-PROBLEMAS CONTINUOS DE LOS TRATADORES	63
D.-PROGRAMA DE MANTENIMIENTO E INSPECCION	63
E.-PROYECTOS	64

E.1.-PROYECTO A MEDIANO PLAZO	64
E.1.1.-SISTEMA DE TRATAMIENTO	
TERMICO DE PETROLEO-PATIO	
DE TANQUES LOBITOS	64
E.2.-PROYECTO A LARGO PLAZO	65
E.2.1.-SISTEMA DE TRATAMIENTO	
TERMICO DE PETROLEO-PATIO	
DE TANQUES TABLAZO	65
IV.-EVALUACION ECONOMICA	67
V.-CONCLUSIONES	78
VI.-RECOMENDACIONES	80
VII.-BIBLIOGRAFIA	82
VIII.-ANEXOS	83
-FIGURAS	84
-TABLAS	92
-CUADROS	105
-PLANOS	118
-STANDARES	126

I . - INTRODUCCION

Siendo el petróleo de la zona de Talara la materia prima de la refinería, se hace necesario que sea entregado en forma oportuna y con la especificación requerida a fin de minimizar los riesgos que afecten la operatividad y seguridad de la refinería, así como el abastecimiento nacional de los derivados del petróleo (gasolina, kerosene, diesel, etc.).

A fin de minimizar estos riesgos, se presentan proyectos, basados en la problemática en los Patios de Tanques, indicandose los recursos necesarios para alcanzar una mejor eficiencia operativa, para lo cual se requiere una inversión de 1683.5 MUS\$, con rentabilidad de 3219.7 MUS\$ en un período de 10 años.

Cabe destacar que la presente tesis permitirá visualizar la importancia de mejorar el sistema operativo de los Patios de Tanques dado que los Inventarios Operativos Optimos estan por debajo de los requeridos.

II . - MARCO TEORICO

PATIO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO

Es el centro de almacenamiento en el cual se cuantifica y fiscaliza la producción de petróleo para proceder luego a su procesamiento respectivo. Para cumplir estos objetivos se utiliza elementos y procedimientos, descritos a continuación, que permiten la entrega del petróleo en forma oportuna y en la calidad requerida.

1.-OLEODUCTOS

DEFINICION

Es el medio colector de transporte por el cual el petróleo es bombeado desde su punto de extracción (pozo) hasta su Almacenamiento Fiscalizado ó procesamiento terminado en la Refinería.

A.-CLASIFICACION DE LOS OLEODUCTOS

Los oleoductos están clasificados de acuerdo a las funciones que realizan durante la producción del petróleo, teniéndose:

A.1.- OLEODUCTOS PRIMARIOS

Llamados también líneas de flujo, que cumplen la función de recolectar las producciones de los pozos de petróleo en su condición insitu (petróleo, agua de formación, gas disuelto, emulsión, etc.) hacia las baterías donde el petróleo recibe un primer tratamiento de desgasificación y separación del agua de formación.

En nuestras operaciones se utiliza tubería de 2" de diámetro para los Oleoductos Primarios.

A.2.- OLEODUCTOS SECUNDARIOS

Es el medio por el cual se transporta el petróleo desde las baterías de producción hacia las estaciones de recolección y de bombeo; y de dichas estaciones hacia los Patios de Tanques de Almacenamiento. Tal es el caso de la Estación 172 Pariñas.

En nuestras operaciones normalmente se utilizan tuberías de 3", 4" y 6" de diámetro para los Oleoductos Secundarios.

A.3.- OLEODUCTOS PRINCIPALES

Es el medio por el cual la recolección de petróleo de los diferentes patios de Almacenamiento donde se fiscaliza la producción, es transportado hasta su entrega a la Refinería para su procesamiento respectivo.

En nuestras operaciones se utiliza tuberías de 4" 6", 8", 9 5/8", 10" y 12" de diámetro para los Oleoductos Principales.

La tabla Nº I muestra La relación de Oleoductos Secundarios y Principales que tiene a cargo la División Sur; e indica también el tipo de crudo que se transporta, tipo de construcción, longitudes etc.

B.-CAUSAS QUE ORIGINAN LA CORROSION DE LOS OLEODUCTOS

B.1.-CORROSION EXTERIOR

Los metales se corroen en presencia de un medio conductor de cargas eléctricas (electrolito), éste actúa de puente entre dos zonas de la estructura metálica provocando la pérdida de metal en determinados lugares de la misma debido a las reacciones electroquímicas que se producen.

Habrà un flujo de corriente desde ciertas áreas de la superficie metálica hacia otras áreas a través de

una solución capaz de conducir la electricidad (electrolito) (Fig. Nº 1). El término "ánodo" se utiliza para describir aquella parte de la superficie metálica que se corroe y desde la cual la corriente deja el metal para entrar en el electrolito.

El término "cátodo" se utiliza para describir la superficie del metal desde la cual la corriente abandona el electrolito y vuelve a metal.

El conjunto: ánodo, cátodo, electrolito y conductor constituye lo que se denomina celda de corrosión.

En lo que concierne a la corrosión en suelos y aguas, los metales se corroen por la formación en su superficie de gran cantidad de celdas galvánicas.

La fuerza impulsora que hace que los metales se corroen es una consecuencia natural de su inestabilidad en la forma metálica. Para alcanzar este estado metálico a partir de su estado en la naturaleza (minerales), absorben y almacenan para un consumo posterior por la corrosión la energía requerida para liberar los metales de sus componentes naturales.

Aquellos metales que almacenan mayor energía durante el proceso de obtención tendrán mayor energía para entregar a su medio ambiente, es decir se corroen con mayor facilidad.

En la siguiente tabla se indica tal condición:

OBTENCION MAYOR
ENERGIA REQUERIDA

CORROSION MAYOR
ENERGIA DISPONIBLE

Potasio
Magnesio
Berilio
Aluminio
Cinc
Cromo
Hierro
Niquel
Estaño
Bronce
Cobre
Plata
Oro

MENOR ENERGIA
REQUERIDA

MENOR ENERGIA
DISPONIBLE

Existen dos tipos de celdas galvánicas: la constituida por diferencias en el metal y la constituida por diferencias en el electrolito.

B.1.1.- DIFERENCIAS EN EL METAL

Un ejemplo lo constituye las conexiones entre tuberías y válvulas de diferentes metales (Fig. Nº 2).

Otro caso lo constituyen las conexiones de tramos de tubería nueva con tubería vieja de un mismo metal por ejemplo un reemplazo de línea (Fig. Nº 3) Aquí la celda se forma porque la línea vieja ya ha entregado parte de su energía al medio ambiente mientras que el tramo nuevo tiene todo su energía disponible para la corrosión.

Diferentes condiciones de la superficie de un mismo metal, (Fig. Nº 4). Cuando la superficie del metal presenta irregularidades como ser extremos de rosca o marcas producidas por herramientas durante su instalación.

B.1.2.- DIFERENCIAS EN EL ELECTROLITO

B.1.2.1.-Diferencia de los suelos

Este tipo de celda es responsable de gran parte de la corrosión que tiene lugar en los suelos. Los oleoductos por ejemplo, atraviesan diferentes suelos en su recorrido (Fig. Nº 5). La corriente fluye del área anódica al suelo, luego a través del suelo al área catódica. Las sales disueltas en el suelo son muchas y variadas, usualmente incluyen compuestos de aluminio, calcio y magnesio y pueden haber además sulfuros, cloruros, hidroxidos, etc.

B.1.2.2.- Celdas de Concentración de Oxígeno

Denominadas también de *aeración diferencial*. Tales celdas son muy comunes en oleoductos enterrados (Fig. Nº 6), el oleoducto descansa usualmente sobre

terreno no removido en el fondo de la zanja. A causa de que los rellenos son relativamente sueltos es más permeable al oxígeno que se difunde desde la superficie, se forma una celda. El "anodo" es la superficie de la parte inferior del oleoducto, el "cátodo" es el resto de la superficie, el electrolito es el terreno y el circuito de conexión es el metal mismo del oleoducto.

B.2.-CORROSION INTERIOR

Este tipo de corrosión se puede presentar en dos formas:

B.2.1.-Incrustaciones

Una incrustación se diferencia de un sedimento en que es un depósito formado insitu sobre la superficie en contacto con el agua, mientras que los sedimentos pueden acumularse en un lugar diferente al de su origen.

Las incrustaciones por su origen, normalmente son duras e impermeables y si el sistema contiene oxígeno disuelto, puede formarse una celda de concentración entre el hierro cubierto con la incrustación y el metal descubierto, dando como resultado corrosión por picadura debajo de la incrustación.

B.2.2.-Presencia de Bacterias

Las Bacterias presentes en las aguas de formación así como en las aguas para recuperación secundaria pueden ocasionar corrosión. Desde el punto de vista de demanda de oxígeno para subsistir, las bacterias se pueden clasificar en aerobias y anaerobias.

Estos organismos pueden contribuir a la corrosión en diferentes formas: algunos actúan como despolarizadores catódicos, mientras que otros forman limos o colonias que cubren esa parte del metal y producen una celda de concentración de oxígeno. Otros tipos de bacterias pueden producir ácidos u otro tipo de sustancias que contribuyen a la corrosión. Las bacterias Sulfato-Reductoras, en el aspecto de la corrosión, son las más importantes estos micro-organismos crecen en ambiente carente de oxígeno, pero pueden sobrevivir en presencia del mismo sulfato en el agua.

C.-NORMAS TECNICAS PARA EL TENDIDO DE OLEODUCTOS

Siendo el principal enemigo de los oleoductos la corrosión exterior, se hace necesario considerar en la etapa de diseño y durante la etapa de construcción, lo siguiente:

- a. El derecho de vía, lo cual implica evitar las zonas corrosivas de condiciones severas de suelo.

b. Un sistema de inspección rígido lo cual permita asegurar el cumplimiento básico de diseño.

En caso de oleoductos enterrados, las condiciones son complejas, lo cual exige un tipo de protección para lo cual se tiene dos métodos:

C.1.- RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO

Este sistema implica la interposición de un material que evite el flujo eléctrico entre la tubería y la tierra.

Su grado de efectividad se mide en función de su resistencia eléctrica (expresado en ohms por pies^2). Los recubrimientos con resistencias entre 10,000 y 50,000 ohms/ pie^2 se consideran como deficientes; los recubrimientos entre 100,000 y 5'000,000 de ohms/ pie^2 se consideran de buenos a excelentes.

C.2.- PROTECCION CATODICA

La protección catódica incrementa el potencial del medio que circunda la tubería, evitando así las áreas anódicas.

El incremento de potencial se logra introduciendo un flujo de corriente al medio, que circulando por la tubería la protege.

La introducción de la corriente eléctrica al medio se consigue de 2 maneras.

C.2.1.-Anodos de Sacrificio

Se describe como un metal que tiene energía disponible para provocar una diferencia de voltaje con respecto a la estructura que se corroe y así descargar la corriente que fluye a través del suelo hacia la misma.

para efectuar esto, el ánodo de sacrificio debe estar conectado eléctricamente a la cañería a proteger catódicamente y debe estar en contacto también con el suelo; en la Fig. Nº 7 se indica la forma de instalarlos. El contenido de energía de un ánodo de sacrificio es una característica del metal utilizado y se expresa en amper-hora/kilo(libra)

C.2.2.-Corriente Impresa

Este método se utiliza cuando la energía requerida para lograr la protección supera a la que disponen los ánodos de sacrificio. El sistema consiste en conectar una superficie externa de corriente continua entre la tubería a proteger y un número determinado de ánodos dispersos (Fig Nº 8)

El terminal "positivo" de la fuente de energía se lo conecta a una serie de ánodos dispersos, cuya función es aumentar el área de transmisión de la corriente, y el terminal "negativo" se lo conecta a la tubería a proteger. Si se instala en forma inversa se estaría favoreciendo la corrosión.

2.-TANQUES DE ALMACENAMIENTO

DEFINICION

Como su nombre lo indica los Tanques de Almacenamiento es donde se acumula y cuantifica la producción y volumen de un fluido.

En el caso de los tanques de fiscalización de petróleo su función es la misma pero su cuantificación es contable; para tal fin tiene que cumplir con el reglamento de Seguridad de la Industria del Petróleo y tener la aprobación de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energia y Minas.

A.-CLASIFICACION DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los tanques de almacenamiento se pueden clasificar teniendo en cuenta diferentes aspectos, entre los cuales podemos nombrar: capacidad, característica del fluido, factor económico, tipo de material de que está construido.

Teniendo en cuenta su capacidad y la característica del fluido se pueden clasificar en dos grupos:

a). Para Productos de baja Inflamación; definidos a aquellos fluidos que tienen un punto de inflamación por debajo de 150 °F, tales como: combustibles

gasolina, diesel, kerosene, algunos aceites para calefacción, etc.

b). Para Productos de alta inflamación: definidos a aquellos fluidos que tienen un punto de inflamación por encima de 150 °F, tales como aceites combustibles pesados, aceites lubricantes aceites transformadores, ceras, algunos asfaltos etc.

Los aspectos a considerar teniendo en cuenta el factor económico (para un Patio de Tanques de Almacenamiento) son:

- Probable tiempo de vida del campo petrolífero.
- Variación de la producción y demanda del petróleo.
- Selección del lugar donde se ubicará el Patio de Almacenamiento.
- Locación de los recursos suplementarios Destino del petróleo.
- Cantidad a refinar y a exportar.
- Volúmenes de seguridad a considerar para periodos largos de almacenamientos.
- Actividad de los competidores.
- Costo probable de la infra-estructura.
- Factibilidad (conveniencia) de la inversión.

Teniendo en cuenta el tipo de material del cual estar contruido, existen tres divisiones: madera, concreto y metal.

Los Tanques de metal se clasifican en :

- a). Tanques de Fierro Galvanizado.-Estos tanques son considerados de pequeña capacidad, entre 100 y 2,500 bls. Tiene ventaja de ser económicos, pero además tienen la gran desventaja de deteriorarse fácilmente en el campo por las condiciones operativas y climatológicas.
- b). Tanques Atornillados.-Son de tamaño intermedio de 50 bls. a 10,000 bls. su estructura esta compuesto de secciones metálicas las mismas que son atornilladas en sus extremos, cuyos empaques evitan las pérdidas por filtración y escurrimiento. Son económicos para capacidades menores de 200 bls, dado que para mayor capacidad su mantenimiento o cambio de fondo del tanque representa la adquisición de uno nuevo.
- c). Tanques de Acero Remachado.-Son tanques cuyos volúmenes varían entre 200 bls. y 130,000 bls. Son construidas en el campo con planchas de acero en forma de anillos cuya juntas traslapadas son remachados. Son de gran resistencia pero con el transcurso del tiempo presentan filtración por dichos remaches, por otro lado son costosos e imposibles de ser cambiados de lugar. Este tipo de tanques se tiene en los Patios de Tanques Tablazo y Lobitos.
- d). Tanques de Acero Soldados.-Su volumen varía de 50 bls. a 140,000 bls. tienen la particularidad de que sus costuras son soldadas eléctricamente, y su

ensamblaje es efectuado en el mismo campo. Son de gran resistencia y seguros contra el escurrimiento pero son costosos e imposibles de cambiar de lugar.

e). Tanques de Acero de Techo Flotante.-Como su nombre lo indica, su techo es flotante; lo cual permite eliminar el espacio libre entre el tope del tanque y el nivel de aceite, evitando las pérdidas por evaporación. El techo Flotante tiene unos flotadores herméticos así como respiraderos y drenajes.

f). Tanques de Acero de Techo Flexible.-Al igual que el caso anterior están diseñados para evitar pérdidas por cambio de temperatura, se diferencian por que tiene como techo un diafragma que se expande y se contrae según el requerimiento. Son recomendables para almacenamiento de petróleo por largos periodos.

g). Tanque de Acero con Techo de Cono Tipo Radial.-Como su nombre lo indica, el techo esta formado de segmentos cónicos, sujetos por sus bordes radiales. Este modelo resiste presiones internas de hasta 0.7 Kg/cm^2 . Son principalmente para productos de alta presión de vapor.

h). Tanques de Acero Esféricos y Esferoidales.-Su construcción es tal como se especifica, son muy útiles para fluidos volátiles que desarrollan altas

presiones de vapor, soportan presiones internas de hasta 7 Kg/cm².

B.-MEDIDAS DE SEGURIDAD EN LOS TANQUES DE FISCALIZACION DE PETROLEO

Todo los tanques de almacenamiento de petróleo crudo y/o derivados deberá:

1. Diseñarse y construirse de acuerdo a normas internacionales A.F.I.
2. Estar protegido por un sistema contra incendio a base de agua y/o polvo químico.
3. Estar instalado en locaciones que tengan facilidades de acceso a los camiones de contra incendio y estar provisto de grifos e hidrantes para la succión de agua de bombas.
4. Mantener un número adecuado de extintores contra incendio en los alrededores de los tanques.
5. Mantener un sistema de iluminación adecuado.
6. Mantener un sistema de control de ingreso al personal no autorizado.
7. Instalarse en lugares abiertos y ventilados, libres de sustancias combustibles.
8. Estar rodeado por muros de contención a prueba de filtraciones.
9. Estar protegidos por bases de cemento a prueba de filtraciones.

10. Estar cimentados adecuadamente para evitar su asentamiento.
11. Mantener libres de yerbas, malezas o plantas el espacio entre el tanque de almacenamiento y los muros de contención.
12. Contar con letreros, avisos o carteles de seguridad en lugares visibles.
13. Estar conectados a tierra con línea para corriente estática.
14. Suministrar los implementos de protección personal a los trabajadores que realizan las labores de inspección o mantenimiento.
15. Mantener los pisos, peldaños y pasamanos de las escaleras de los tanques de almacenamientos en buen estado de conservación.
16. Los pisos y peldaños deben ser de un material antideslizante.
17. Todo tanque de almacenamiento de petróleo deberá estar provisto de respiraderos ó tubos de salida de vapor, mediante los cuales se pueda mantener dentro de los límites aceptables la presión interior durante las operaciones de carga y descarga.
18. El ingreso de personal a un tanque vacío está sujeto a que:
 - a) Se haya ventilado convenientemente.

- b) Se haya efectuado una prueba de detección de gases.
- c) Se utilice la máscara de respiración antigases.
- d) Exista un acompañante afuera del tanque vigilándolo.

C.-UBICACION DE LOS TANQUES

Se recomienda que en todas las distribuciones de tanques que involucre nueva construcción, los siguientes mínimos espaciamientos sean observados:

- 1) Distancia desde el casco del tanque más cercano a las líneas de flujo..200 pies.
- 2) Distancia desde el casco del tanque más cerca a las vías públicas y las principales carreteras.....200 pies.
- 3) Distancia desde el casco del tanque más cerca a los edificios de alta densidad de ocupación tales como oficinas principales, tiendas y casas.....200 pies.
- 4) Distancia desde importantes unidades de la refinería.....150 pies.

D.-ESPACIAMIENTO ENTRE TANQUES

Las siguientes consideraciones serán observadas en el espaciamiento de tanques, donde espaciamiento se expresa en terminos de diámetros de los tanques. La distancia sera de casco a casco y el diámetro del

Tanque más grande o el tanque que requiere el mayor espaciamento será regulado. La distancia recomendada será incrementada, si es necesario, para proporcionar la capacidad requerida del muro de contención. Las distancias también serán incrementadas donde exista un inusual peligro, donde la aparición de fuego o agua esta disponible.

a) Tanques de almacenamiento para bajo punto de inflamación.-La distancia entre los tanques será mínimo a un diámetro del tanque más grande.

b) Tanques de almacenamiento para crudo.-Para tanques con estructuras metálicas tipo cono, la distancia entre tanques será mínimo de 1-1/2 diámetros. Para tanques con estructuras metálicas con techo flotante, la distancia entre los tanques será de un diámetro.

c) Tanques de almacenamiento para alto punto de inflamación.-Normalmente el espaciamento entre tanques sera mínimo de un diámetro, excepto aquellos tanques agrupados que totalizan 150,000 Els. a menos que puedan ser espaciados mínimo 1/2 diámetro dentro del grupo. El espaciamento entre tanques en diferentes grupos será de un diámetro del tanque más grande. El espaciamento de tanque puede ser reducido a un mínimo de 1/2 diámetro; siempre y cuando las siguientes condiciones prevalescan:

-Los tanques estén lejos de las zonas de proceso.

- Las reservas almacenadas son de productos terminados
- Que exista una pequeña probabilidad que puedan ser conmutadas a reservas de baja inflamación o servicio de crudo durante la vida de estos tanques.
- Que la capacidad del tanque esté diseñado para un proceso continuo de los procesos de refinación.

Nota:

Los requerimientos de este párrafo no necesitan aplicarse a los tanques por debajo de 50' de diámetro, para crudos con punto de inflamación por encima de 200 °F; tales tanques necesitan solamente ser espaciados para acceso y facilidad de mantenimiento.

E.-REQUERIMIENTOS PARA LAS VALVULAS Y CONEXIONES DE LA LINEA DE PETROLEO.

Los principales requerimientos a utilizar son:

- 1.-La figura N° 9 muestra el requerimiento mínimo de una válvula adyacente al tanque sobre cada línea.
- 2.-La distribución mostrada en la figura N° 10 será usado si los tamaños de las líneas son aproximadamente igual y la dependencia sobre la confiabilidad de una válvula sencilla como se uso en la figura N° 9.

- 3.-La distribución mostrada en la figura Nº 11 será usada si existe una amplia desigualdad en los tamaños principales ó donde un tanque en la línea de llenado se equipa con una boquilla para propósitos de doblado. Una simple válvula puede ser usada sobre la línea mas larga evitando la contaminación entre los productos transportados.
- 4.-La válvula adyacente al tanque y en el manifold de distribución será una válvula tipo compuerta que brinde la confiabilidad de hermetisidad y de apertura.
- 5.-La posibilidad de excesivos esfuerzos en la tubería debido al arreglo del tanque o a la expansión térmica de la tubería deberán ser considerados.

F.-LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Con la finalidad de alargar la vida útil de los tanques de almacenamiento se realizan limpiezas y mantenimientos, pero para tal fin es necesario normar los trabajos a seguir; es por eso que la empresa basado en normas, manuales de seguridad y en la experiencia del personal, ha preparado estandares de Ingeniería que norman los trabajos a realizar en forma secuencial, tal es el caso :

-Standar de Ingenieria N- SI3-36-02 .- Limpieza de tanques para almacenamiento de petróleo y productos refinados.

-Standar de Ingenieria N- SI1-10- 0.- Mantenimiento de tanques de almacenamiento.

Estos estandares son mostrados al final de la presente tesis.

G.-DEFINICION DE TERMINOS UTILIZADOS EN LA DETERMINACION DEL INVENTARIO OPERATIVO OPTIMO Y DE SEGURIDAD

Para determinar la capacidad de almacenamiento en los patios de tanques, es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones:

CAPACIDAD MAXIMA (A).-Es la capacidad teórica determinada por el cálculo de la calibración del tanque.

FONDOS MINIMOS (a).-Es el volumen de crudo comprendido entre el fondo del tanque y brida de salida de la línea de descarga operativa.

FONDOS OPERATIVOS (B).-Es el nivel que garantiza una buena operación en el sistema de transferencia entre los patios de tanques y/o Refinería.

ESPACIO DE SEGURIDAD (C).-Es el volumen equivalente al 10% de la capacidad máxima que se debe reservar en el tope del tanque.

CAPACIDAD OPERABLE (D).-Es el volumen comprendido entre el 90% de la capacidad máxima y los fondos operativos.

$$D = 0.9A - B$$

INVENTARIO OPERATIVO OPTIMO (E).-Son los inventarios que permiten una operación sin interrupción de los suministros y recibo de petróleo en un patio de Tanques, a fin de garantizar el abastecimiento a la refinería. Se encuentra comprendido dentro de la capacidad operable.

INVENTARIO DE SEGURIDAD (F).-Es el volumen comprendido entre la capacidad operable y el inventario operativo óptimo.

$$F = D - E$$

En las Figuras Nº 12 y 13 se muestran las definiciones mencionadas anteriormente.

3.-TRATAMIENTO DE LAS EMULSIONES EN EL PETROLEO

El tratamiento de las emulsiones en petróleo es el procedimiento mediante el cual se trata de eliminar en el mayor grado posible las emulsiones existentes. para tal fin es necesario conocer las causas que las originan.

A.-EMULSION

Emulsión puede ser definida como la mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en forma de gotas en el otro y está estabilizado por un agente emulsificante.

La emulsión es originada por los agentes emulsificantes los que reducen la tensión interfacial entre las dos fases de manera tal que se mantienen dispersos.

A.1.- COMPONENTES DE LA EMULSION

Básicamente existen tres componentes en una emulsión de agua en petróleo:

- a. Agua, como la parte dispersa.
- b. Petróleo, la fase continua o externa.

c. El agente emulsificante, son sustancias que se encuentran asociados al petróleo desde su yacimiento de origen. Generalmente se encuentran en la interface entre el petróleo y las gotas de agua, en la forma de una película alrededor de la gota; favorecen la dispersión del agua en el crudo y la hacen duradera. La película de agente emulsionante, que rodea la gota de agua tiende a prevenir la coalescencia de las gotas de agua, y aún cuando ocurra la colisión de dos gotas, impide su unión para formar gotas más grandes, que se decantarían fácilmente.

La característica estructural más importante de un emulsionante es que su molécula posee dos porciones bien definidas, cada una de las cuales muestra afinidad exclusiva por el agua (porción HIDROSOLUBLE) ó por el aceite (parte OLEOSOLUBLE). Esta particularidad de atraer simultáneamente al agua y al petróleo, hace que el emulsificante sea soluble en ambos líquidos y que por lo tanto, facilite su mezcla actuando como un puente o ligazón interfacial. De este modo, las gotitas de agua quedan dispersas en el petróleo y se mantienen en suspensión gracias a la película protectora formada por el emulsionante.

Los agentes emulsionantes encontrados comunmente en el petróleo incluyen asfaltos sustancias resinosas, ácidos orgánicos solubles en aceite, y otros materiales finamente divididos que son más solubles o dispersables en crudo que en agua. También se encuentran fierro, zinc, y sulfatos de aluminio, carbonato de calcio, sílice y sulfuro de fierro.

A.2.-ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.

Una vez formada la emulsión, hay una serie de factores estabilizantes que contribuyen a mantenerla como tal. Entre ellos tenemos:

A.2.1.-El Emulsionante

Cuanto mayor es la cantidad de emulsionante, mayor será la estabilidad de la emulsión; también no todos los emulsionantes tienen el mismo poder de estabilización de una emulsión.

A.2.2.-Diferencia de densidad entre las fases

Cuanto mayor es la diferencia entre las densidades de las gotitas de agua (fase dispersa) y del petróleo (fase continua) su separación será lenta por lo que el tiempo de decantación del agua será mayor.

A.2.3.-Viscosidad de la Fase Continua

La emulsión es más estable cuando mayor es la viscosidad de la fase continua (petróleo); las gotas

de agua encuentran mayor resistencia a su desplazamiento disminuyendo así las posibilidades de su coalescencia; además el proceso de decantación resulta mucho más lento.

A.2.4.-Presencia de cargas Eléctricas en la Fase Dispersa

Cuanto mayor sea las cargas eléctricas que pudieran tener las partículas dispersas (gotitas de agua), más estable es la emulsión debido a que aumentan las fuerzas de atracción entre el agua y el emulsionante. En el caso de las emulsión agua-petróleo las gotitas de agua están cargadas eléctricamente a causa de la ionización de las sales disueltas. Esto determina que la emulsión sea más estable y difícil de romper.

A.2.5.-Temperatura

Las temperaturas bajas favorecen la estabilidad de la emulsión porque aumentan su viscosidad y disminuyen la diferencia de densidades entre las fases.

A.2.6.-Tamaño de las Gotas y Porcentaje de Agua

Al incrementar la agitación o turbulencia, el tamaño de las gotas de agua decrecen y la emulsión se hace más estable.

Si el porcentaje de agua aumenta, para emulsificar completamente el agua, es necesario una mayor agitación. Es evidente que, una emulsión de alto

porcentaje de agua tendrá un mayor número de gotas de agua por unidad de volumen y de ahí que habrá un mayor número de colisiones entre las gotas más grandes, por lo cual se determina que en porcentajes mayores de agua la tendencia es formar emulsiones menos estables.

A.2.7.-Edad de la Emulsión

Si una emulsión es almacenada en un tanque y no es tratada, una cierta cantidad de agua coalescerá y se asentará por gravedad. A menos que se aplique un tratamiento para una ruptura completa, habrá un pequeño porcentaje de agua remanente en el crudo aún después de un tiempo prolongado de sedimentación. Este pequeño porcentaje de agua tiende a formar una emulsión más estable. Esto podrá explicar porque algunas emulsiones se hacen más estables y más difícil de tratar después que pasa el tiempo. Esto es, con el transcurso del tiempo una parte del agua sedimenta, y el pequeño porcentaje de agua remanente en el petróleo hace esa porción de la producción total más difícil de tratar.

B.-MECANISMOS DE LA EMULSION

Eliminar la emulsión en el mayor grado posible consiste en romper la emulsión y separar sus dos componentes: agua y petróleo. Este proceso se realiza en las siguientes etapas:

- a) Colisión de las gotas de agua.
- b) Coalescencia o agrupamiento de las gotitas de agua desestabilizada.
- c) Separación o decantación de las gotitas coalescidas de la fase continua (del petróleo), por gravedad.

B.1.-COLISION

Para que las gotitas de agua coalescan es necesario que se hayan producido colisiones entre ellas favoreciendo la rotura de la película de emulsionante. En el caso de petróleos crudos con bajo contenido de agua es necesario agregarle agua de lavado (fresca) y agitarlo; de esta manera al aumentar el número de gotas de agua, aumenta la posibilidad de colisiones.

Un aumento de temperatura también favorece la posibilidad de colisiones ya que las pequeñas gotas de agua adquieren mayor movimiento; además el aumento de temperatura reduce la viscosidad del petróleo permitiendo que las colisiones sean más violentas.

B.2.-COALESCENCIA

Los factores que favorecen la colisión de las gotas de agua también favorecen la coalescencia. En los casos en que la película de emulsionante es muy estable, las gotas de agua no coalescen aunque se produzcan colisiones.

B.3.-DECANTACION

La decantación de las gotitas de agua coalescidas requiere de un tiempo de reposo adecuado, el que puede reducirse calentando el petróleo ya que así se reduce su viscosidad y las gotas de agua encuentran menor resistencia en su caída.

El aumento de la temperatura también favorece una mayor diferencia de densidades entre las gotas de agua y el petróleo, acelerando la decantación; ya que un aumento de temperatura puede hacer disminuir apreciablemente la densidad del petróleo mientras que la densidad del agua permanece casi constante.

C.-CLASIFICACION DE LOS METODOS DE TRATAMIENTO

Para demulsificar o deshidratar una emulsión, se debe neutralizar o destruir, los efectos del agente emulsificante y posiblemente las cargas eléctricas de las gotas de agua dispersas permitiéndoles coalescer y eventualmente asentarse. Esto se logrará con la aplicación de los siguientes métodos:

C.1.- METODO TERMICO

La aplicación de calor reducirá la viscosidad incrementando el diferencial de gravedad liberando al gas atrapado, incrementará el movimiento de las pequeñas gotas de agua aumentando la coalescencia ayudando a destruir el recubrimiento del agente

emulsificante debido al crecimiento de las gotas de agua.

La aplicación de calor puede ser por medio de calentadores ó tratadores los cuales se pueden clasificar en:

C.1.1.- Calentadores Directos

Este sistema consiste en que la emulsión circula directamente en contacto con el calentador y la transferencia de calor se realiza de la superficie del tubo de fuego a la emulsión que llena el calentador. Este sistema no es recomendable para emulsiones corrosivas.

Estos calentadores o tratadores térmicos están compuesto basicamente, de los siguientes elementos tal como se muestran en la Fig Nº 14 :

- Cuerpo, cilindro.(vertical o horizontal)
- tubo distribuidor.
- tubo de fuego en "U".
- quemador
- sistema de alimentación de gas
- Controles y válvulas de seguridad

Principalmente su funcionamiento está regulado por dos termo-dispositivos, los cuales regulan la flama del quemador y el ingreso de la emulsión de acuerdo con la temperatura del tratador.

C.1.2.- Calentadores Indirectos

Este sistema consiste en que la transferencia de calor se realiza del tubo de fuego al agua que llena el calentador o tratador y del agua a la serpentina por donde circula el fluido.

Los calentadores indirectos pueden ser del tipo cerrado o abierto a la atmósfera, la diferencia fundamental es que el primero por su diseño permite generar vapor a baja presión. Ambos tipos se fabrican en distintas capacidades y números de serpentinas.

Estos calentadores o tratadores térmicos están compuesto básicamente, de los siguientes elementos tal como se muestra en la Fig. Nº 15.

- Cámara de agua.
- Tubo de fuego en "U".
- Serpentina.
- Quemador.
- Sistema de alimentación de gas.
- Controles automáticos.

Relativamente el principio del funcionamiento es similar al de los calentadores directos.

C.2.- METODO QUIMICO

El demulsificante (producto químico) es un agente de superficie activa el que puede tener solubilidad en aceite, agua o muchas veces una solubilidad de

concentrarse y actuar en la interface entre la gota de agua y aceite originando la disolución del agente emulsificante.

C.3.- METODO ELECTRICO

Por medio de la electricidad también se puede perturbar el recubrimiento del agente emulsificante se fundamenta en la influencia de un campo de gran potencial eléctrico de corriente alterna.

Las partículas de agua cargadas eléctricamente se expanden y contraen rápidamente originando que el recubrimiento que las rodean se rompan, permitiendo al agua coalescer a asentarse fuera del crudo.

III.- APLICACION DE LA TEORIA

PATIO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO

1.-OLEODUCTOS

A.-GENERALIDADES

La recolección de petróleo desde los diferentes puntos de fiscalización hasta su entrega a Refinería Talara se realiza mediante la red de oleoductos Principales (incluyendo el de la Estación 172 Pariñas por estar a cargo del Patio de Tanques) mostrados en el plano Nº 1 según los diámetros y longitudes indicados en la Tabla Nº I.

Estos oleoductos han sido tendidos sin ningún tipo de protección contra la corrosión y al ras del suelo a excepción del oleoducto de Folche/Refinería Talara que solamente cuenta con protección catódica por ánodos de sacrificio en los cruces de carreteras.

Con el correr del tiempo, éstos han sido enterrados con arena y tierra, agravándose su estado a consecuencia de las precipitaciones pluviales de 1983, que ocasionaron el aumento de la humedad de suelos y el proceso corrosivo.

Esta situación de emergencia obligó a reemplazar las zonas críticas. Sin embargo, el mismo hecho de reemplazar se convirtió en un paliativo temporal (ver tabla Nº II, el rubro de acciones) pues no se ha tocado el problema con sentido previsor, y el problema de la corrosión sigue latente como una constante amenaza a nuestras operaciones.

B.-CARACTERISTICA DE LOS OLEODUCTOS PRINCIPALES

La recolección de petróleo de los diferentes puntos de fiscalización hasta su entrega a la Refinería Talara (correspondiente a la División Sur) es realizado a través de 13 oleoductos principales (ver Tabla Nº 1) de los cuales los oleoductos LCT Petromar/Tablazo y HCT Lobitos/Tablazo presentan "Loop" (líneas paralelas) con la finalidad de incrementar el régimen de bombeo.

Se tiene que la totalidad de tubería empleada para los oleoductos es la siguiente:

Diámetro (pulg.)	Longitud (Pie)	% de Long. Total
4	146,840	34
6	112,720	26
8	43,560	10
9 5/8	32,050	7
10	80,024	18
12	<u>18,270</u>	<u>5</u>
Total	433,464	100

Así mismo la capacidad total de los oleoductos principales es de 22,161 Bls. siendo el mayor el de Folche/Refinería (7,953 Bls.), seguido el de Lobitos/Tablazo (5,119 Bls.).

C.-TIPO DE CORROSION QUE AFECTAN A LOS OLEODUCTOS

C.1.-CORROSION EXTERIOR

En nuestras operaciones se han identificado 3 tipos:

-Corrosión severa en forma de "pits", localizada generalmente en la parte inferior de las líneas por contacto con el suelo, este tipo de corrosión se conoce como "Arealación Diferencial"; siendo más severa en áreas de suelos con resistividades bajas.

-Corrosión severa en tramos enterrados, producida por el contenido de humedad y sales disueltas en los suelos y manifiesta a través de una resistividad baja. Este tipo de corrosión se conoce como "Corrosión por suelos".

-Corrosión por ataques de medio ambiente, siendo ésta más severa en zonas cercanas al mar con mucho viento y humedad. Como ejemplo se puede citar los Oleoductos Petromar/Tablazo.

C.2.-CORROSION INTERIOR

En los oleoductos, ninguna ha sido reparada por Corrosión Interior, esto es debido a que el agua de formación de la zona de talaria tiene baja salinidad (promedio 15,000 ppm).

D.-PROTECCION DE OLEODUCTOS PRINCIPALES

Los tipos de protección con que cuenta los oleoductos Principales de la División sur son:

D.1.-Protección Catódica por Anodos de Sacrificio

El único oleoducto que cuenta con este tipo de protección es Folche/Refinería Talara pero solamente en los cruces de carreteras, más no en los cruces de quebradas.

D.2.-Soportamiento

Como una efectiva protección contra la corrosión por "Arealación diferencial y de suelos", se ha procedido en nuestras operaciones al levantamiento de tuberías de acero sobre soportes.

El soportamiento de los oleoductos es uno de los métodos mas recomendados para la zona, sin embargo, solamente el 15% (HCT Folche/Refinería y LCT El Alto/Tablazo) de los oleoductos de la División Sur cuentan con este tipo de soportamiento.

De acuerdo a lo que se indica en el Cuadro Nº I solo el 46% de los oleoductos actualmente cuentan con AFI (autorización para Invertir) para dar inicio a la ejecución de sus respectivos soportamientos.

Por otro lado, el 38% de los oleoductos no cuentan con recurso alguno para su soportamiento.

Segun la Tabla Nº 1, dichos oleoductos están comprometidos directamente con el abastecimiento a la Refinería Talara, por tal razón se debe tomar

pronta acción a fin de contar con los fondos necesarios para iniciar los trabajos de soportamiento a la brevedad posible.

E.-PROGRAMA DE MANTENIMIENTO E INSPECCION

De acuerdo al Cuadro N° II "Ultimas inspecciones efectuadas a cada uno de los oleoductos Principales", a partir de 1985 se ha efectuado un promedio de una inspección por año. Sin embargo, éstas se han limitado a la tubería que se encuentra superficialmente, lo cual no refleja la real situación del estado de los oleoductos.

En la Tabla N° III se indica las últimas inspecciones, reemplazo de tramos en mal estado y estado de los API's (Autorizaciones para Invertir) vigentes.

En consecuencia, a fin de garantizar la confiabilidad de los oleoductos, se plantea que se realice las inspecciones en condiciones críticas de acuerdo al cronograma indicado en el Cuadro N° III.

2.- PATIO DE TANQUES

A.-GENERALIDADES

La División Sur tiene a su cargo los Patios de Tanques Tablazo y Lobitos a través de los cuales se fiscaliza la producción de petróleo de los distritos involucrados, así como también se recepciona el crudo proveniente de la División Norte, de Proyecto Laguna Zapotal y la producción del contrato Oxy - Bidas .

Por otro lado, se supervisa la compra de crudo para el abastecimiento a la Refinería Talara, en el Patio de Petromar y en la Estación Folche.

Sin considerar el Patio de tanques de Petromar, se cuenta con 18 tanques de fiscalización, de los cuales sólo se tiene el 72.3 en operación.

De acuerdo al tipo de construcción el 77.7% de los tanques son de cilindro remachado y el resto de construcción soldada.

Por otro lado, el 27.7% de los tanques son de techo flotante y el resto de techo fijo. Así mismo, el 33.3% son de fondo de concreto (estos tanques corresponden al Patio de tanques Lobitos que pertenecían anteriormente a la Cía. Petrolera Fiscal, ex-EPF) y 66.7% de fondo metálico.

Con respecto a la capacidad de crudo HCT, la capacidad total del Patio de tanques Lobitos es mayor en 13.5% que la del Patio de Tanques Tablazo. Sin embargo, la capacidad inoperativa del patio de Tanques Lobitos es mayor que la de Patio de tanques Tablazo en un 32.5% .

Los tanques operativos y los no operativos de mayor capacidad en la División Sur, son los tanques N.L. 156006 (Cap=139.5 MBls.) y 559 (Cap=80.3 Mbls.).

En los Cuadros N° IV y V se muestra la información consolidada de los tanques de fiscalización de los respectivos Patios de Tanques.

B.-CARACTERISTICAS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La información recopilada de cada uno de los tanques de Almacenamiento correspondiente al Area de patio de Tanques de la División Sur, se encuentran resumidas en las tablas N° IV, V y VI. Así mismo en el Cuadro N° IV se muestra el estado de los tanques de Almacenamientos utilizados en la Fiscalización de petróleo, a julio de 1989.

C.-PROGRAMA DE MANTENIMIENTO E INSPECCION

La información de los mantenimientos e inspecciones realizados a los tanques de almacenamiento es muy escasa e incompleta; en tal sentido, solo se ha podido recopilar la información de las últimas

Reparaciones Generales de cada tanque de Almacenamiento utilizado en la fiscalización de petróleo (ver Cuadro Nº VI). En base a dicha información se observa que:

En Patio de Tanques Tablazo se tienen tanques que no se les ha efectuado ningún tipo de reparación desde hace 18 años, como los tanques de crudo LCT (N.L. 1650 y 1761). Así mismo, el tanque N.L. 1648 de crudo HCT desde hace 12 años.

En Patio de Tanques Lobitos se tienen tanques que no se les ha efectuado ningún tipo de reparación desde hace 13 años, como los tanques N.L. 6 y 8 .

Por otro lado, la mayor cantidad de reparaciones se realizaron en Patio de Tanques Lobitos entre los años 1974 y 1982 a un promedio de dos tanques por año, mientras que en Tanques Tablazo, recién a partir de 1983 se ha dado inicio a las reparaciones a un promedio de dos por año.

Sin embargo, cabe destacar según la información revisada, que generalmente son efectuados los mantenimientos cuando se han presentado las siguientes condiciones:

-El nivel de "BORRA" (Acumulación de sedimentos en el fondo del tanque) está por lo general con más de un pie de altura.

NOTA: Se tienen tanques actualmente operativos que presentan dicha condición, como son:

TQ	AÑO ULTIMO	ALTURA	TIPO
<u>N.L.</u>	<u>MANTENIMIENTO</u>	<u>BORRA (Pie)</u>	<u>CRUDO</u>
6	1976	1.0	HCT
8	1976	1.2	HCT
17	1980	1.2	HCT
31	1981	0.8	HCT
1648	1977	1.0	HCT
1650	1971	0.8	LCT
1761	1971	0.8	LCT

-Pérdida de petróleo por el fondo del tanque.

-Cuando las condiciones de Seguridad para la operatividad del tanque son de riesgo (Escalera de acceso al tanque en pésimo estado, fugas de petróleo por el techo flotante ó en el cilindro del tanque, etc.)

En vista de que en los últimos años el estado de tanques de fiscalización es crítico se ha preparado un cronograma de inspecciones y reparaciones para los años 1989 y 1990 (Cuadro Nº VII), el mismo que

fuera presentado oportunamente al Departamento de Planificación de Mantenimiento.

Cabe indicar que nuestro Departamento realiza las gestiones necesarias a fin de que los Departamentos involucrados con dichos trabajos ejecuten en el más corto plazo el mantenimientos respectivos a los tanques de fiscalización.

D.-DETERMINACION DEL INVENTARIO OPERATIVO OPTIMO Y DE SEGURIDAD

Con las definiciones vertidas en el capítulo Teórico de Tanques de Almacenamiento sección G. se ha elaborado las Tablas Nº VII, VIII y IX correspondientes a los datos Volumetricos y de Tancajes concerniente a los Fondos Mínimos, Fondos Operativos, Espacio de Seguridad y Capacidad Operable de los patios de tanques Lobitos, Tablazo y Petromar, los cuales se resumen en la Tabla Nº X. Cabe destacar que en la Tabla Nº X se han incrementado los Fondos Operativos de los patios de tanques Tablazo y de Lobitos en 30,000 y 15,000 Bls. respectivamente; volúmenes que, en las condiciones actuales de trabajo, son los mínimos requeridos para dar tiempo de reposo al petróleo de los tanques (Patio de Tanques Lobitos) que no tienen tratamiento y a la vez tratar el crudo en Tanques Tablazo con la deficiente planta de tratamiento térmico.

Para determinar el Inventario Operativo Optimo y de seguridad de los diferentes patios de tanque de fiscalización, es necesario tener presente ciertos conceptos y consideraciones generales que se indican a continuación:

D.1.-DETERMINACION DE INVENTARIO OPERATIVO OPTIMO

El Inventario Operativo es un volumen de petróleo que se encuentra comprendido dentro del límite de la Capacidad Operable, de tal manera que permita una operación continua en el suministro y recibo de petróleo en un Patio de Tanques, a fin de garantizar el abastecimiento a la Refinería. Bajo este concepto se va a determinar los Inventarios Optimos en cada uno de los Patios de Tanques de Recepción y Suministro.

D.2.-INVENTARIO DE SEGURIDAD

Es aquel que garantiza almacenar crudo para solucionar situaciones de emergencia como podría ser un trabajo no programado del Sistema de Transferencia (rotura de oleoducto).

D.3.-CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA DE OLEODUCTO

Se refiere al caudal ó bombeo con que es transportado el petróleo por intermedio de los oleoductos a los patio de tanques.

A continuación se indican los diferentes oleoductos que transfieren petróleo (flujo promedio real) a los Patios de Tanques:

- a) De El Alto a Lobitos.-Línea de 6" de diámetro con capacidad de bombeo de 12.0 MBls./D.
- b) De Carrizo a Lobitos.-Línea de 4" de diámetro con capacidad de bombeo de 3.5 MBls./D.
- c) De Distrito Lobitos a Lobitos.-Línea de 3" y 4" de diámetro con capacidad de bombeo de 1.5 MBls./D.
- d) De Lobitos a Tablazo.-Línea mixta de 4", 8" y 9 5/8" de diámetro con una capacidad de bombeo de 17.0 MBls./D.
- e) De Tablazo a Refinería.-Línea de 12" de diámetro con una capacidad de bombeo de 31.0 MBls./D.
- f) De Petromar a Tablazo.-Línea mixta de 6", 8", 9 5/8 y 12" de diámetro con una capacidad de bombeo de 18.5 MBls./D.

Mayor información de los Oleoductos Troncales ó Principales se detalla en la Tabla N° I y en el plano N° I.

D.3.1.-TIEMPO DE INTERRUPCION POR DESPERFECTOS MECANICOS EN LINEAS DE OLEODUCTOS O EQUIPOS

La inspección de los oleoductos es una tarea cotidiana del personal de Patio de Tanques, lo cual permite detectar y reparar oportunamente cualquier fuga que se presente en estos sistemas de

transferencia. Las reparaciones en los oleoductos (colocación de grampas, tapones, etc.) son operaciones que demoran más de 6 horas. En caso de desperfectos menores, en equipos de bombas ó motores, en un máximo de 48 horas está solucionado; un porcentaje de los desperfectos al tercer día pueden volver a su normalidad. En consecuencia para determinar el Inventario Operativo Optimo, en la presente tesis, se considera un tiempo máximo de Interrupción de las transferencias de 3 días.

D.4.-CARGA PROMEDIO A REFINERIA TALARA

De acuerdo al Modelo matemático de Refinación (MMR) el cual regula la carga de procesamiento de la Refinería en base al pronóstico de producción de la zona, en los meses de mayo y junio de 1989, la entrega de crudo HCT del Noroeste, fué de:

	MAYO	JUNIO
HCT. (PETROPERU-OXY MBLS/D)	26.2	25.3
HCT PETROMAR (MBLS/D)	<u>18.5</u>	<u>18.5</u>
	44.7	43.8

En consecuencia, para el Cálculo del Inventario Operativo se considerará una entrega promedio de 44.25 MBls/D del crudo de HCT del Noroeste a la Refinería Talara.

Téngase presente que la carga Máxima de la Refinería Talara es de 62.0 Mbls/D. por lo cual la diferencia es cubierta por el petróleo Importado.

D.5.-CONSIDERACION DEL ESTADO FISICO DE LOS EQUIPOS

Ultimamente se están agudizando los problemas en los equipos de bombeo por falta de repuestos disminuyendo la confiabilidad de la transferencia de petróleo ocasionando el incumplimiento de los volúmenes programados por el Modelo Matemático de Refinación.

Por otro lado, se tienen limitaciones en la capacidad de almacenamiento, como es el caso de Patio de tanques Tablazo que tiene 2 tanques en reparación general (tanques N.L.559 y 1646). El no contar con estos tanques limita las facilidades operativas para lograr un buen tratamiento de petróleo (BSW menor de 0.25% establecido por la Refinería Talara).

Según lo expuesto se procederá a determinar los Inventarios Operativos Optimos y de Seguridad en los patios de Tanques.

PATIO DE TANQUES LOBITOS

-Volumen máximo de recibo = 17.0 MBls (Lobitos / Carrizo y El Alto 5.0 y 12.0 MBls.).

-Debido a la falta de tratamiento térmico se hace necesario considerar 15.0 MBls. adicionales en los Fondos Operativos, logrando con esto disminuir el BSW hasta un máximo de 1% (demostrado operativamente).

-Interrupción de transferencia El Alto 12 MBls. por lo cual sería necesario que en el tancaje de lobitos exista sobre los fondos operativos un volumen equivalente a los tres días de interrupción, de tal manera que garantice el normal suministro de petróleo a tanques Tablazo por lo tanto:

$$\text{Inv. Oper. Optimo} = 12.0 * 3 = 36 \text{ Mbls.}$$

-Interrupción de transferencia hacia Tanques Tablazo 17.0 MBls. lo cual haría un Inv de Seguridad de 51.0 Mbls.

-Inv. De Seguridad = Cap. Operable -
Inv. Oper. Opt. = $193.2 - 36 = 157.2 \text{ Mbls.}$ (mayor que 51.0 MBls.).

ESTACION FOLCHE

-En la estación Folche existe un tanque de fiscalización (Cap=10.3 MBls.). El Inventario Operativo no puede ser determinado, dado que la función del tanque es el rebombeo "Alivio". Por otro lado no cuenta con Inventario de Seguridad por la producción que maneja.

PATIO DE TANQUES TABLAZO

-Interrupción de recibo de Patio de Tanques Petromar (18.5 MBls/D.).

a) desviar producción Petromar (peña negra Cap 15.0 MBls/D.):

- 7.0 Mbls.a Refinería Talara.(Se podría desviar toda la producción de peña negra, pero el oloeducto se encuentra en mal estado) por lo cual procesará:

3.5 MBls.*

- 8.0 MBls.a Tanques Tablazo,de lo cual procesará:

4.0 MBls.*

b)Volumen de crudo recibido en tanques tablazo serán:

	MBls
.De Area Talara	4.5
.Petromar (peña N.)	4.0 *
Total:	8.5

* Se está considerando sólo en 50% dado que se toma un tiempo de reposo de 12 Hrs.(EMERGENCIA) para drenar y tratar el petróleo.(normalmente el tiempo de reposo es de 36 Hrs, pero para casos de emergencia se dá 12 Hr. obteniendose un BSW de 0.50%)

c)La Refinería Talara continuará recibiendo de Occidental, El Alto y Lobitos.

$$4.4 + 12.0 + 5.0 = 21.4 \text{ MBls}$$

d)Total a procesar la Refinería Talara:

$$3.5 + 8.5 + 21.4 = 33.4 \text{ Mbls}$$

En consecuencia la diferencia de 10.85 MBls.(44.25-33.4=10.85) para completar la carga a

la Refinería será suministrado de los Inventarios de Tanques Tablazo.

e) Con el fin de que se cumpla el punto d) será necesario tener un Inventario Operativo Optimo en tanques Tablazo de:

$$\text{Inv. Opera. Optimo} = 10.85 * 3 = 32.55$$

MBls.

f) El Inventario de Seguridad = Capacidad Operable - Inventario Operativo Optimo:

$$166.0 - 32.55 = 133.45 \text{ MBls.}$$

PATIO DE TANQUES PETROMAR

- Transferencia continua de Petromar a Refinería (18.5 MBls/D).
- Tiempo de reposo máximo para la fiscalización del petróleo 72Hrs. (tiempo real de fiscalización en Petromar por tener los Fondos de sus tanques con fuerte emulsión).
- Los Fondos Operativos no son considerados por definición de Inventario Operativo Optimo.
- Transferencia de producción de Petroperú (Lobitos y el Alto) y Occidental interrumpidos por reparación de oleoductos (Máximo 3 días).
- Producción y entregas a Refinería Talara de Petromar igual 18.5 MBls/D.

.Reposo del crudo por Fiscalización
= 3 * 18.5 = 55.5 MBls.

.Crudo disponible para entregar
a Refinería durante el reposo
= 3 * 18.5 = 55.5 MBls.

.Transf.de producción
Petroperú y Occidental=12+5+4.4=
= 21.4 * 3 = 64.2 MBls.

En consecuencia el Inventario Operativo Optimo
en Petromar sería la suma de:

$$55.5 + 55.5 + 64.2 = 175.2 \text{ MBls.}$$

-El Inventario de Seguridad= Capacidad Operable-
Inventario Operativo Optimo.

$$229.2 - 175.2 = 54.0 \text{ MBls.}$$

En conclusión el Inventario Operativo Optimo y de
seguridad requeridos de los Patios de Tanque
Lobitos, Folche, Tablazo y Petromar son mostrados en
la tabla Nº XI.

E.-PROYECTOS

Dado el estado situacional del sistema de
distribución de las líneas de petróleo dentro del
perímetro de los Patios de Tanques, que limitan la
disponibilidad y operatividad de los tanques de
fiscalización, así como también las entregas a la
Refinería de Talara tal como se muestran en los
planos que a continuación se indican:

PLANOS SISTEMA DE LINEAS DE FLUJO	Nº PLANO
Patio de Tanques Tablazo	II
Patio de tanques Lobitos	III

Se plantea que:

Con la finalidad de garantizar la confiabilidad de la operatividad y disponibilidad óptima de los Tanques de Fiscalización en los patios de Tanques de la División Sur, se presentan proyectos que en base a su requerimiento deberán ejecutarse a mediano y largo plazo.

E.1.-PROYECTOS A MEDIANO PLAZO

E.1.1.-REDISTRIBUCION DE LINEAS DE FLUJO DE PETROLEO PATIO DE TANQUES LOBITOS

Según el plano Nº III los tanques de fiscalización se encuentran limitados por el actual manifold de petróleo HCT, lo cual no da la flexibilidad para recepcionar la producción en cualquier tanque, por tal razón se plantea el proyecto: "*REDISTRIBUCION DE LINEAS DE FLUJO DE PETROLEO-PATIO DE TANQUES LOBITOS*" según el plano Nº IV.

E.2.-PROYECTO A LARGO PLAZO

E.2.1.-REDISTRIBUCION DE LINEAS DE FLUJO DE PETROLEO- PATIO DE TANQUES TABLAZO

Según lo mostrado en los planos Nº II, se puede observar que la recepción y distribución de crudo HCT, no tiene

flexibilidad para facilitar las entregas oportunas de petróleo a Refinería Talara, por tal razón es necesario realizar las modificaciones que se plantean en el plano N° V.

Cabe indicar que en el Detalle "1" del mencionado plano se están considerando las facilidades de abastecimiento a la Refinería Talara, a fin de dar mayor flexibilidad y confiabilidad de las entregas de crudo HCT a la refinería Talara, así como también independizar la entrega de petróleo HCT de Petromar, instalando un oleoducto adicional de 3,600 pies de tubería de 8" de diámetro entre Patio de Tanques Tablazo y Refinería Talara.

Por tal razón se plantea el proyecto:
"REDISTRIBUCION DE LINEAS DE FLUJO DE PETROLEO-PATIO DE TANQUES TABLAZO" según el plano N° V.

3.-TRATAMIENTO DE EMULSIONES DEL PETROLEO

A.-GENERALIDADES

El tratamiento a las emulsiones es recomendable realizarlo antes de que éstas se formen, siendo una de las principales causas la agitación lo cual implica que el tratamiento debe ser lo más cercano al área de producción que en este caso sería las Baterías de producción ya que en cada pozo los costos serían elevados.

Sin embargo, la aplicación *del Tratamiento Químico* del petróleo en el Noroeste es deficiente, razón por la cual el Tratamiento Térmico se ha concentrado en el Patio de Tanque.

La División Sur cuentan en la actualidad con 3 tratadores térmicos (2 en reparación) y un caldero (en reparación), los mismos que están instalados en Patio de Tanques Tablazo, lo cual ha permitido acondicionar una planta de tratamiento térmico. Con respecto al caldero su uso está destinado para calentar los fondos de los tanques de techos flotantes por intermedio de serpentines, para que luego pasen a la planta de tratamiento.

Las líneas de vapor del caldero que alimentan los serpentines ubicados en el fondo de los tanques de techo flotantes y el sistema de "desagues" no tienen la infraestructura que permita un tratamiento eficiente de petróleo. Principalmente las líneas de desagues limitan la flexibilidad y operatividad de la planta de tratamiento dado que solo puede efectuar el tratamiento de un solo tanque a la vez. (Plano Nº II).

En el Cuadro Nº VIII se puede apreciar que el Patio de Tanques Lobitos no cuenta con una Planta de Tratamiento, a pesar de ser necesaria para disminuir el BSW de crudo producido en el Área de Lobitos y Carrizo. Cabe indicar que actualmente se transfiere crudo HCT de este Patio a Tanques Tablazo con un BSW promedio de 1.0% a 1.5% siendo necesario efectuar tratamiento térmico en tanques Tablazo, limitando la capacidad de almacenamiento (dado que con un BSW mayor de 0.25% no debe ser aceptado por Refinería Talara).

B.-CARACTERISTICA DE LOS TRATADORES TERMICOS

Los tratadores térmicos son de construcción soldada la información general de cada uno de ellos se indica en la Tabla Nº XII

C.-PROBLEMAS CONTINUOS DE LOS TRATADORES

Los continuos problemas que presentan son:

- Falta de control en los mantenimientos (no se ejecutan los trabajos programados).
- Inadecuado sistema de trabajo (no existe personal a tiempo completo para el control y manipuleo de los Tratadores).
- Falta de repuestos para sus reparaciones (Refractarios, termodispositivos, etc.).
- Presentan una única línea de alimentación para los tres tratadores, limitando el tratamiento a un solo tanque de fiscalización.
- Falta de mantenimiento a los tanques (tanto al Gun Barrel como al tanque de crudo tratado) que trabajan en conjunto con los tratadores térmicos, encontrándose con un nivel de "Borra" de un pie.

D.-PROGRAMA DE MANTENIMIENTO E INSPECCION

En base a la información de la última reparación general de los tratadores térmicos se tiene que :

Los equipos se encuentran en su mayoría aún en reparación y en espera de los materiales faltantes lo cual esta limitando el tratamiento térmico de crudo, por lo que es necesario ponerlos en operación en el más corto plazo.

Dado que estos equipos están sometidos directamente a las emulsiones y deposición de sedimentos del crudo (tratadores) y de carbonatos (caldero), es necesario efectuar un mantenimiento anual a cada uno de ellos, de acuerdo al Cuadro Nº IX planteado al Departamento de Planificación de Mantenimiento desde julio de 1989.

E.-PROYECTOS

El estado actual del sistema de tratamiento térmico en el Patio de Tanques Tablazo no otorga facilidades para efectuar el tratamiento adecuado en cada uno de los tanques de fiscalización.

Por otro lado, el Patio de Tanques Lobitos no cuenta con un sistema de tratamiento que permita disminuir el BSW de crudo HCT (BSW actual entre 1-1.5%).

En consecuencia, es necesario que ambos Patios de Tanques cuenten con infraestructura adecuada para lograr un buen tratamiento de crudo, motivo por el cual se describen los proyectos que deberán ejecutarse a mediano y largo plazo.

E.1.-PROYECTO A MEDIANO PLAZO

E.1.1 PROYECTO: SISTEMA DE TRATAMIENTO TERMICO DE PETROLEO-PATIO DE TANQUES LOBITOS.

Según el plano Nº III las líneas de "Desagues" (Por las cuales drenan los fondos

emulsionados) de los tanque de fiscalización se encuentran intercomunicados en diferentes puntos, lo cual no permite flexibilidad y operatividad en el tratamiento (actualmente se drena el agua libre al campo, mas no se efectua tratamiento de las emulsiones).

Para mejorar este sistema es necesario modificar su distribución y paralelamente agilizar la implementación de la nueva planta de tratamiento térmico con los siguientes equipos principales:

- Tuberías para líneas de desagües.
- 2 tratadores térmicos (Reinvertidos)
- 2 Tanques de 500 Bls. C/U (Gun Barrel), (Reinvertidos).
- 2 tanques de 200 Bls. C/U (crudo limpio).
- 2 electrobombas.

Por tal razón se plantea el proyecto: "**SISTEMA DE TRATAMIENTO TERMICO-PATIO DE TANQUES LOBITOS**" según el plano Nº VI.

E.2.-PROYECTO A LARGO PLAZO.

E.2.1.PROYECTO:SISTEMA DE TRATAMIENTO TERMICO DE PETROLEO-PATIO DE TANQUES TABLAZO.

Las líneas de entrada y salida de vapor y las líneas de "desagües" de los fondos de los tanques de fiscalización se encuentran

intercomunicados en diferentes puntos (Plano Nº II), ocasionando en diferentes oportunidades problemas operativos y malas coordinaciones en el manipuleo de válvulas, lo cual no permite tener flexibilidad y operatividad en el patio de tanques, limitando el tratamiento térmico de petróleo.

Por otro lado, la planta de tratamiento no tiene las facilidades para cuantificar el petróleo tratado ni evaluar el rendimiento de cada tratador, e incrementar el tratamiento de los fondos de los tanque a más de un tanque a la vez.

En tal sentido, para mejorar éste sistema se plantea modificar las redes de tuberías y ampliar la planta de tratamiento térmico con los siguientes equipos principales :

- Tuberías para líneas de desagues y vapor.
- 1 Tanque de 500 Bls. (Gun Barrel)
- 1 Tanque de 200 Bls. (crudo limpio).
- 1 Electrobomba

Por tal razón se plantea el proyecto: "**SISTEMA DE TRATAMIENTO TERMICO DE PETROLEO-PATIO DE TANQUES TABLAZO**" según el plano Nº VII.

IV. - EVALUACION ECONOMICA

GENERALIDADES

A consecuencia de la declinación de la producción de petróleo y el incumplimiento de las entregas oportunas del petróleo Importado de Ecuador, la Refinería Talara se ha visto obligada a procesar los Inventarios Operativos Optimos de los Patios de Tanques según se muestra en los Cuadros Nº X XI y XII, a fin de cumplir la demanda de los productos derivados del petróleo a nivel Interno (gasolina, Kerosene, diesel, etc.) y Externo del país (Residuales gas licuado, etc.).

Esto ha ocasionado que la Refinería Talara llegue a procesar petróleo fuera de especificación (BSW mayor de 0.25%) lo cual ha implicado que el horno de la Unidad de Destilación Primaria saliera fuera de servicio (un año después de su Inspección) y por ende la parada de la refinería Talara por un periodo de 5 días (5-10/set/89). A la Unidad de Destilación Primaria se le efectuó una inspección general el año anterior (21/jun-4/jul 88) recomendándose una intervención cada 5 años.

En tal sentido se evaluará la mejora del tratamiento del petróleo y las facilidades en los patios de tanques a fin de optimizar las entregas a la refinería dentro de las especificaciones requeridas (BSW menor o igual a 0.25%).

1.- AHORRO

1.1 LUCRO CESANTE

5 días de parada de la Refinería Talara por fuga por expansión de los tubos del horno de la unidad de destilación primaria, lo cual obliga a parar la Unidad de Destilación primaria, Unidad de destilación al vacío, Unidad de Craque Catalítico, etc. ocasionando un Lucro Cesante de:

$$5 * 270.68 \text{ MBls/DC} = 1,353.4 \text{ M US\$}$$

FUENTE: Sección Economía-Refinería Talara

1.2 COSTO DE MANTENIMIENTO POR REPARACION

$$\text{Costo} = 94.0 \text{ M US\$}$$

FUENTE: Planificación de Mantenimiento (considera sólo reparación del horno)

$$\text{AHORRO} = 1447.4 \text{ M US\$/AÑO}$$

2.- INVERSION

2.1 IMPLEMENTACION DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO TERMICO EN LOBITOS

Corresponde a la construcción de la planta de tratamiento térmico, del proyecto: "*Sistema de Tratamiento Térmico de Petróleo-Patio de Tanques Lobitos*", según el plano N° VI, no incluye el sistema de las líneas de desagues hasta la planta de tratamiento.

<u>2.1.1 EQUIPOS PRINCIPALES</u>	M\$
-2 Tratadores Térmicos	
1'000.000 BTU C/U	68.4
-2 Tanques	
500 Bts. C/U	50.0
-2 Tanques	
200 Bts C/U	29.5
-2 Electrobombas	
300GPM/15HP/1750RPM	<u>12.1</u>
	COSTO
	160.0

2.1.2 CALCULO DE LA INVERSION

GASTOS DIRECTOS

	M\$
- Equipo (E)	160.0
- Instalación de Equipo 0.47*E	75.2
- Controles e Instrumentos 0.18*E	28.8

	M\$
- Tubería instalada 0.30*E	48.0
- Instalación Eléctrica 0.11*E	17.6
- Mejoramiento de Terreno 0.10*E	<u>16.0</u>
Sub-Total	345.6
<u>GASTOS INDIRECTOS</u>	
- Ingeniería y Supervisión 0.33*E	52.8
- Gastos de Construcción 0.41*E	<u>65.6</u>
Sub-Total	118.4
- Contingencias (10% de gastos directos + gastos indirectos)	<u>46.4</u>
INVERSION DEL CAPITAL FIJO	510.4
CAPITAL DE TRABAJO	
15% de la INV. del Capital Fijo	<u>90.1</u>
INVERSION TOTAL DEL CAPITAL	600.5
Equipo que se dispone:	
2 Tratadores Térmicos	48.4
2 Tanques de 500Bls. C/U	<u>50.0</u>
INVERSION NETA	482.1

2.2 AMPLIACION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO TERMICO EN TABLAZO

Corresponde a la ampliación de la planta de tratamiento térmico del proyecto: "Sistema de Tratamiento Térmico de petróleo-Patio de Tanques Tablazo" según el plano N° VII, no incluye las

líneas de desagues y de vapor hasta la planta de Tratamiento Térmico.

<u>2.2.1 EQUIPOS PRINCIPALES</u>	<u>M\$</u>
- 1 Tanque de 500 Bts.	25.0
- 1 Tanque de 200 Bts.	14.8
- 1 Electrobomba	
300GPM/15HP/1750RPM	6.0
- Rehabilitación de 2 tratadores	
Térmicos Existentes (XCP, 620)	10.0
- Rehabilitación de un Caldero	<u>4.0</u>
COSTO	59.8

2.2.2 CALCULO DE LA INVERSION

GASTOS DIRECTOS

- Equipo (E2)	59.8
- Instalación de equipos $0.47 * E2$	28.1
- Controles e Instrumentos $0.18 * E2$	10.8
- Tubería Instalada $0.30 * E2$	17.9
- Instalaciones Eléctricas $0.11 * E2$	6.5
- Movimiento de terreno $0.10 * E2$	<u>6.0</u>
Sub-Total	129.1

GASTOS INDIRECTOS

- Ingeniería y Supervisión $0.33 * E2$	19.7
- Gastos de Construcción $0.41 * E2$	<u>24.5</u>
Sub-Total	44.2

Contingencias (10% de Gastos

Directos + Gastos Indirectos) 17.3

INVERSION DEL CAPITAL FIJO 190.6

CAPITAL DE TRABAJO	M\$
15% de la INV. Capital Fijo	28.6
INVERSION NETA	219.2

2.3 RED DE TUBERIAS - PATIO DE TANQUES LOBITOS

Corresponde al Sistema de tubería requerida en los proyectos "*Sistema de Tratamiento Térmico de Petróleo-Patio de Tanques Lobitos*" y "*Redistribución de Líneas de Flujo de Petróleo-Patio de Tanques Lobitos*" según los planos N^os IV y VI respectivamente.

MATERIAL REQUERIDO	MANO DE MATERIAL+M.	
	<u>OBRA (M\$)</u>	<u>OBRA (M\$)</u>
- 11800' * 4"	101.9	133.5
- 1900' * 6"	28.0	35.1
- 800' * 8"	14.3	18.0
- 28 Valvulas 4"	12.5	17.6
- 6 Valvulas 6"	4.3	6.1
- 7 Val. Check 4"	0.3	0.4
- 35 Tee 4"	1.6	2.2
- 28 Tee 6"	<u>3.0</u>	<u>4.2</u>
COSTO	165.9	217.1
INVERSION NETA	217.1	

2.4 RED DE TUBERIAS - PATIO DE TANQUES TABLAZO

Corresponde al Sistema de tubería requerida en los proyectos "*Sistema de Tratamiento Térmico de Petróleo-Patio de Tanques Tablazo*" y "*Redistribución de Líneas de Flujo de Petróleo-Patio de Tanques Tablazo*" según los planos N^{os} V y VII respectivamente.

MATERIAL REQUERIDO	MANO DE OBRA (M\$)	MATERIAL+M. OBRA (M\$)
- 12900' * 2 1/2"	85.0	114.3
- 4950' * 4"	42.8	56.0
- 10900' * 6"	160.7	201.3
- 5400' * 8"	96.7	121.4
- 450' * 10"	14.3	17.1
- 1450' * 12"	55.5	66.1
- 5 Válvula 2 1/2"	1.4	1.9
- 22 Válvulas 4"	9.8	13.8
- 38 Válvulas 6"	23.5	32.9
- 41 Válvulas 8"	35.7	50.0
- 7 Válvulas 10"	7.9	11.1
- 13 Válvulas 12"	23.8	33.3
- 6 Vál. Check 4"	0.3	0.4
- 3 Vál. Check 6"	0.2	0.3
- 4 Vál. Check 8"	0.5	0.7
- 18 Tee 4"	0.8	1.1
- 25 Tee 6"	2.7	3.8
- 55 Tee 8"	8.8	12.3

MATERIAL REQUERIDO	MANO DE OBRA (M\$)	MATERIAL+M. OBRA (M\$)
- 7 Tee 10"	2.0	2.8
- 50 Tee 12"	<u>17.5</u>	<u>24.5</u>
COSTO	589.9	765.1
INVERSION NETA		765.1

3.- RESUMEN DE INVERSION

IMPLEMENTACION DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO TERMICO EN LOBITOS	482.1
AMPLIACION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO TERMICO EN TABLAZO	219.2
RED DE TUBERIAS:	
PATIO DE TANQUES LOBITOS	217.1
PATIO DE TANQUES TABLAZO	765.1
INVERSION TOTAL	1683.5 MUS\$

NOTA: Los precios de los equipos son mostrados en la pagina siguiente.

COSTO DE MATERIAL

TUBERIA

DIAM./SCHEDULA/ PESO (Pulg.) (lb/pie)	MATERIAL COSTO \$/100'	M.OBRA COSTO \$/100'	MATERIAL+M.OBRA COSTO \$/100'
2 1/2 80 STD 7.66	FOB 85=482 CIF 90=482*1.2*900/789		
4 40 STD 10.78	CIF 90=659 FOB 85=632 CIF 90=632*1.2*900/789	226	886
6 40 STD 18.97	CIF 90=864 FOB 85=1078 CIF 90=1078*1.2*900/789	267	1131
8 40 STD 28.55	CIF 90=1474 FOB 85=1308 CIF 90=1308*1.2*900/789	373	1847
10 40 STD 40.48	CIF 90=1790 FOB 85=2323 CIF 90=2323*1.2*900/789	459	2249
12 40 STD 49.56	CIF 90=3177 FOB 85=2797 CIF 90=2797*1.2*900/789	630	3807
	CIF 90=3828	729	4558

VALVULAS (Compuerta, Bridada, 150PSI Standard)

DIAM. (Pulg.)	COSTO \$	M.OBRA \$	MATERIAL+M.OBRA \$
2 1/2	CIF 90=272	101	373
4	CIF 90=448	179	627
6	CIF 90=619	248	867
8	CIF 90=871	348	1219
10	CIF 90=1132	453	1585
12	CIF 90=1831	732	2563

VALVULAS CHECK (Soldar, 150PSI, Standard)

DIAM. (Pulg.)	COSTO \$	M.OBRA \$	MATERIAL+M.OBRA \$
4	CIF 90=43	17	60
6	CIF 90=65	26	91
8	CIF 90=130	52	182

TEE (Soldar, 150PSI, Standard)

DIAM. (Pulg.)	COSTO \$	M.OBRA \$	MATERIAL+M.OBRA \$
4	CIF 90=46	18	64
6	CIF 90=108	43	151
8	CIF 90=160	64	224
10	CIF 90=290	116	406
12	CIF 90=350	140	490

TRATADOR TERMICO

	COSTO (\$)
Cap. Calorifica:	FOB 85=25000
1'000,000 BTU/Hr	CIF 90=25000*1.2*900/789.6
Diámetro=10 pies	CIF 90=34200
Altura=20 pies	

Construcción: Soldada

ELECTROBOMBA (Motor+Bomba)

BOMBA	COSTO (\$)
G.P.M.=300	FOB 85=4427
HEAD =100 Pies	CIF 90=4427*1.2*900/789.6
MOTOR	CIF 90=6053

H.P.=15

R.P.M.=1750

TANQUES

Capacidad 500 Bls.	COSTO DEL EQUIPO (\$)
Diámetro=19 pies / Altura=10 pies	FOB 85=18270
Construcción: Soldada / Techo Conico	CIF 90=18270*1.2*900/789.6
	CIF 90=24990

Capacidad 200 Bls.	COSTO DEL EQUIPO (\$)
Diámetro=14 pies / Altura=7 pies	FOB 85=10816
Construcción: Soldada / Techo Conico	CIF 90=10816*1.2*900/789.6
	CIF 90=14795

DEFINICIONES:

FOB = Precio del Equipo puesto en puerto
 CIF = Precio del Equipo incluyendo flete y seguro
 Factor 1.2

NOTA: Se a utilizado el indice de costo de equipos de MASHALL & SWIFT para actualizar los precios que se llegaron a obtener.

Se efectuará la Evaluación Económica tomando en cuenta los siguientes parámetros fijados por la Empresa :

Tasa de descuento	15 %	Para proyectos con riesgo mínimo
	20 %	Para proyectos de riesgo

Tasa de impuesto 35 %

Tipo de Depreciación Lineal

T.I.R. > 15 %

Periodo del proyecto 10 Años

Luego de efectuar el flujo de caja (ver página siguiente), se tiene que el proyecto es rentable dado que se obtiene un T.I.R = 57.4 % y un pay out de 3.9 años.

V. -CONCLUSIONES

- 1.-Los oleoductos principales han sido instalados sin preveer ningun tipo de protección contra la corrosión encontrandose en su mayoría al ras del suelo, así mismo no se ha previsto enterrarlos y protegerlos en los cruces de quebradas.
- 2.-El actual sistema de operación en las intalaciones del los patios de tanques no tiene la flexibilidad y confiabilidad requerida creando limitaciones en las entregas de petróleo a la Refinería Talara.
- 3.-Los patios de tanques no cuentan con infraestructura para efectuar un buen tratamiento térmico de petróleo, así mismo los equipos involucrados carecen de un programa de mantenimiento preventivo planificado para garantizar su operatividad.
- 4.-Los tanques de almacenamiento carecen de un programa de inspección y mantenimiento preventivo razón por la cual los fondos de los tanques se encuentran con acumulación de "Borra", lo cual

perjudica la exactitud en la medición de los niveles durante la fiscalización del petróleo y el tiempo de vida útil del fondo del tanque por efecto de la corrosión interior.

5.-El Volumen Operativo Optimo que se tienen actualmente en los diferentes patios de tanques esta por debajo de los volúmenes permisibles según se aprecia en los cuadros Nº X, XI y XII situación que pone en riesgo el abastecimiento de petróleo a la Refinería Talara

6.-En vista que se está consumiendo los Volúmenes Operativos Optimos para abastecer la demanda nacional de los productos derivados del petróleo se hace necesario ejecutar proyectos que prioricen la entrega oportuna y la buena calidad del petróleo de la zona, lo cual garantice la buena operatividad de la refinería talara.

7.-Dado que los proyectos presentados en la presente tesis estan directamente relacionados con la entrega oportuna y la buena calidad del petróleo de la zona, así como la garantía de la buena operatividad de la Refinería Talara, se hace necesario efectuar la evaluación económica como un solo proyecto a largo plazo.

VI . - RECOMENDACIONES

- 1.-Para mejorar la operatividad de los oleoductos se deben ejecutarse a la brevedad posible sus soportamientos respectivos.
- 2.-Proceder a ejecutar los cronogramas de inspecciones y reparaciones de los equipos indicados en los cuadros N^{os} III, VII y IX respectivamente a fin de determinar su reemplazo o mantenerse en perfectas condiciones de operación.
- 3.-Ejecutar los siguientes proyectos a fin de lograr la entrega oportuna de petróleo de la zona y su respectiva buena calidad :

Proyectos a mediano plazo

-Sistema de tratamiento térmico de petróleo patio de tanques lobitos.

-Redistribución de líneas de flujo de petróleo Patio de tanques lobitos.

Proyectos a largo Plazo

-sistema de tratamiento térmico de petróleo patio de tanques tablazo.

-Redistribucion de líneas de flujo de petróleo
patio de tanques tablazo.

4.-Se hace necesario que las entregas de petróleo
importado sean oportunas (equivalen al 28 % de la
carga total de la refinería Talara) a fin de no
continuar consumiendo los Inventarios Operativos
Óptimos, lo cual está poniendo en riesgo la
operatividad de la refinería Talara.

VII . - BIBLIOGRAFIA

- . Petroleum Production Engineerring-Oil Field Explotation Autor:L.Ch. Uren.
- . American Petroleum Institute-Specifications for Oil Storage Tanks.
- . Reglamento de Seguridad en la Industria del Petroleo-Resolución Ministerial N- 0664-78-EM/DGM del 03/10/78.
- . Programa de Capacitación Integral **Progresiva** en Ingeniería de Petróleo-Petroperu Oct.1976.
- . Estudio de inventarios Operativos y de **seguridad** en Patio de Tanques; producción-QND, junio 1977.
- . Seminario "PROCESO DE CORROSION": Control de Corrosión en Oleoductos de Producción en PETROPERU S.A. Oct. 1985.
- . Standard Oil Development Co.- Esso Engineering Department:Eng Std BII-I-20. Abril 1955.
- . Elements of Field Processing-20 "Separation of Oil and Water" Autor:Dr. John M. Campbell.
- . Process Plant Construction Estimating Standars-Richardson Engineer Services Inc. 1985