

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**"EVALUACION Y DISEÑO DE LAS ALTERNATIVAS PARA  
IMPLEMENTAR UN NUEVO SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y  
FISCALIZACION DEL PETROLEO PRODUCIDO EN EL LOTE IX"**

**TESIS**

Para Optar el Título Profesional de  
**INGENIERO PETROLEO**

**JOSE ALFREDO VITONERA INFANTE**

Promoción 85-2

LIMA PERU

2000

# INDICE

|  | PAG |
|--|-----|
| I.- SUMARIO  | 01  |
| II.- INTRODUCCIÓN  | 02  |
| III.- DISEÑO DE UN OLEODUCTO   | 03  |
| III.1.- ASPECTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS   | 03  |
| III.2.- ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DE UN OLEODUCTO   | 04  |
| IV.- EL LOTE IX DEL NOROESTE   | 12  |
| IV.1.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL LOTE IX   | 12  |
| IV.2.- CORRELACIONES ELABORADAS CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO                | 18  |
| IV.3.- ANTECEDENTES DE LA TRANSFERENCIA DE CRUDO ENTRE EL LOTE IX Y LA ESTACION DE BOMBAS N°172-PARIÑAS                  | 23  |
| IV.4.- SITUACION ACTUAL DEL OLEODUCTO DE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION DE BOMBAS 172-PARIÑAS                      | 24  |
| IV.5.- DESCRIPCION DEL ESTADO FISICO ACTUAL DEL OLEODUCTO DE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION DE BOMBAS 172-PARIÑAS. | 24  |
| V.- METODOS DE FISCALIZACIÓN DE PETROLEO CRUDO   | 26  |
| V.1.- METODO DE MEDICION DE AFORO FISICO   | 26  |
| V.2.- METODO DE MEDICION AUTOMATICA  | 29  |
| VI.- ALTERNATIVAS PARA IMPLEMENTAR UN NUEVO SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y FISCALIZACION DEL CRUDO PRODUCIDO EN EL LOTE IX   | 33  |
| VI.1.- GENERALIDADES   |     |

|           |   |    |
|-----------|---|----|
| VI.2.-    | CONSIDERANDO EL REEMPLAZO TOTAL DEL OLEODUCTO   | 34 |
| VI.2.1.-  | CONSTRUCCION DE UN NUEVO OLEODUCTO DE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION 172--PARIÑAS QUE INCLUYE CAMBIO DE LA TRAYECTORIA ACTUAL   | 34 |
| VI.2.2.-  | CONSTRUCCION DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 17,300 PIES DE LONGITUD DE LA BATERIA 175-BATANES AL CRUCE CARRETERA PANAMERICANA NORTE; E INSTALACION DE UNA UNIDAD DE FISCALIZACION AUTOMATICA "LACT".                                | 38 |
| VI.2.3.-  | CONSTRUCCION DE UN NUEVO OLEODUCTO DE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION 172-PARIÑAS, USANDO LA TRAYECTORIA ACTUAL  | 41 |
| VI.2.4.-  | CONSTRUCCION DE UN NUEVO OLEODUCTO DE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION 172-PARIÑAS QUE INCLUYE CAMBIO DE LA TRAYECTORIA ACTUAL; USANDO TUBERÍA DE FIBRA DE VIDRIO.  | 42 |
| VII.-     | EVALUACIÓN ECONOMICA  | 73 |
| VII.1.-   | CALCULO DE LAS INVERSIONES REQUERIDAS DE LAS ALTERNATIVAS PARA IMPLEMENTAR UN NUEVO SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y FISCALIZACION DEL CRUDO PRODUCIDO EN EL LOTE IX  | 73 |
| VII.1.1.- | <b><u>ALTERNATIVA 1:</u></b><br><br>CONSTRUCCION DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 3" $\phi$ DE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION 172-PARIÑAS, CAMBIANDO LA TRAYECTORIA DEL TRAMO ENTRE LA BATERIA 175-BATANES Y EL PUENTE PARIÑAS: | 73 |
| VII.1.2.- | <b><u>ALTERNATIVA 2:</u></b><br><br>CONSTRUCCION DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 3" $\phi$ DE LA BATERIA 175-BATANES AL CRUCE DE LA CARRETERA PANAMERICANA NORTE E INSTALACION DE UNA UNIDAD DE FISCALIZACION AUTOMATICA (LACT)      | 73 |

VII.1.3.- **ALTERNATIVA 3:** 74

CONSTRUCCION DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 3"  $\phi$  DESDE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION 172-PARIÑAS USANDO LA TRAYECTORIA ACTUAL.

VII.1.4.- **ALTERNATIVA 4:** 75

CONSTRUCCION DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 3"  $\phi$  DESDE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION 172-PARIÑAS CAMBIANDO LA TRAYECTORIA DEL TRAMO ENTRE LA BAT-175 BATANES Y EL PUENTE PARIÑAS, UTILIZANDO TUBERIA DE SEGUNDA CONDICION EXISTENTE EN EL LOTE IX.

VII.2.- CUADRO COMPARATIVO DE INVERSIONES 75

VII.3.- RENTABILIDAD DE LAS INVERSIONES 75

VIII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 76

IX.- CUADROS Y FIGURAS 79

## **I.- SUMARIO**

El presente trabajo plantea las alternativas desde el punto de vista técnico, económico y operativo, para reemplazar el sistema de transferencia y fiscalización del crudo producido en el lote IX, operado por la Empresa Petrolera Unipetro ABC S.A., con la finalidad de:

- Garantizar el transporte del crudo obtenido de la explotación eficiente y rentable del Lote IX.
- Realizar las operaciones de transferencia y fiscalización de crudo del Lote IX bajo adecuadas condiciones operativas y de seguridad.
- Disminución de los costos operativos por la optimización de este proceso.
- Adecuar el proceso de transferencia y fiscalización a la Legislación vigente sobre protección al medio ambiente.

## II.- INTRODUCCION

El Lote IX se encuentra ubicado en el Distrito de Pariñas, Provincia de Talara, Departamento de Piura, Región Grau; y es explotado por la Empresa Petrolera Unipetro ABC S.A., desde el 21 de Setiembre de 1993. El Lote comprende un área de 1,554.133 Hectáreas que incluye la Quebrada Pariñas y los yacimientos Batanes, Algarroba y Cuesta y Leones. La altitud del área promedio es de 90 MSNM.

El crudo producido en el Lote IX es almacenado y medido en los siguientes puntos: la Batería 175, el Múltiple ( manifold ) de campo de la Batería 175 ( MC# 1 ) y en el Múltiple ( manifold ) de campo del Pozo 7371 en el área de Batanes; la Batería 401 y el Múltiple ( manifold ) de campo del pozo 7367 en el área de Cuesta; y el Múltiple ( manifold ) de campo del Pozo 7344 en el área de Leones, tal como se muestra en el Plano N° 1.

Desde cada una de estos puntos de recolección, el crudo es transferido a la Batería 175-Batanes, donde se realiza el tratamiento químico, y luego es transferido a través de un oleoducto constituido por tramos de tubería de 3 y 4 pulgadas de diámetro hacia la Estación de Bombas N° 172-Pariñas, donde es almacenado en los tanques 1637 y 1643 de 2,931 y 1,746 barriles de capacidad, respectivamente, para su posterior fiscalización por parte de Petróleos del Perú S.A. y PERUPETRO S.A.

La mayor parte del mencionado oleoducto se encuentra instalado siguiendo paralelo al cauce sur de la quebrada Pariñas, cuya característica principal es que presenta una topografía muy accidentada y de difícil acceso, especialmente en el tramo comprendido entre la Batería 175 – Batanes y el Puente Pariñas.

En el desarrollo de la presente Tesis, los capítulos III, IV y V se ocupan de analizar los aspectos técnicos y operativos considerados en el diseño de un oleoducto, los antecedentes de la transferencia de crudo entre el Lote IX y la Estación de Bombas N° 172-Pariñas y los métodos de Fiscalización de crudo, utilizados en el Nor-Oeste.

Finalmente, en los capítulos VI, VII y VIII, se presentan alternativas para implementar un nuevo sistema de transferencia y fiscalización del crudo producido en el Lote IX, el diseño e inversión requerida de esas alternativas, y las conclusiones y recomendaciones que se deben considerar para el mejor desarrollo de este trabajo.

### III.- DISEÑO DE UN OLEODUCTO.

#### III.1. ASPECTOS TECNICOS Y OPERATIVOS

La explotación de Hidrocarburos, depende de un sistema de oleoductos y gasoductos para transportar estos productos a los centros de transformación y consumo, por lo que el primer paso para iniciar la producción comercial en una región es planificar como se hará el transporte.

Para que los fluidos pasen por todas las etapas de transformación, deben transportarse desde los tanques de almacenamiento en las baterías de producción a las estaciones de bombeo, luego a los patios de tanques y finalmente a los tanques en las refinerías a través de sistemas constituidos por ductos (tuberías) y equipos de impulsión (bombas, compresores).

Es importante la necesidad de conocer los principios y las aplicaciones básicas de diseño de cualquier tipo de equipo y en particular de flujo de fluidos, para en primer lugar, comprender y poder así controlar mejor la operación normal de estos sistemas, en segundo lugar, para poder explicar y corregir anomalías o deficiencias en el funcionamiento de las mismas y finalmente, para decidir y diseñar modificaciones.

El transporte de petróleo constituye uno de los aspectos más importantes de su industrialización, al punto que puede decirse que la posición del petróleo, como un producto básico sobre la cual descansa el sistema industrial moderno se debe en gran parte a la temprana solución del problema de su transporte.

Dentro del sistema de transporte de petróleo se deben distinguir:

- El sistema de recolección que partiendo de los pozos productores pasa por las estaciones de bombas hasta llegar al patio de tanques.
- El oleoducto que desde el patio de tanques lleva el crudo hasta la refinería o al terminal de embarque.
- El sistema de distribución que transporta los productos refinados desde la refinería hasta los mercados de consumo o las plantas de distribución.

En este capítulo se describe los aspectos teóricos, técnicos y operativos considerados en el diseño de un oleoducto.

Si bien un oleoducto en sentido estricto, está constituido por la tubería y sus accesorios, en un sentido más amplio también comprende el patio de tanques con su sistema de bombeo así como las facilidades de almacenaje y calentamiento de crudo, los medios de medición, la coordinación y control de las operaciones y los sistemas de comunicación inherentes.

## III.2. ANALISIS DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DE UN OLEODUCTO

Se van a analizar a continuación las diferentes partes que componen un oleoducto, describiendo, básicamente los criterios de diseño, los riesgos específicos a que están sometidos durante su operación normal y las medidas que se adoptan para el control de esos riesgos.

### III.2.1 TUBERIA

El material universalmente usado para tuberías en la industria petrolera es el acero. La composición de los cuatro (04) componentes básicos varía de acuerdo a los siguientes límites

- Carbono · 0.27% máximo
- Manganeso · 0.3 a 1.15% máximo
- Fósforo · 0.045 a 0.080%
- Azufre · 0.06% máximo

Los tubos pueden ser con o sin costura, estando limitados éstos últimos a diámetros menores de 24 pulgadas.

En lo que a conexiones se refiere, el material varía de acuerdo al rango de presiones a los cuales van a estar sometidas, así, en el cuadro N° 1 mostramos dimensiones de la tubería, pesos, presiones de prueba, resistencia mínima al colapso, etc.

### III.2.2 CONDICIONES DE DISEÑO

Los parámetros que se toman en cuenta para el diseño de un oleoducto son

- a.- Presión
- b.- Temperatura
- c.- Influencias del Ambiente
- d.- Efectos Dinámicos
- e.- Sobrecargas
- f.- Cargas para Expansión y Contracción Térmica.

#### a.- PRESION

El espesor de diseño de la pared de la tubería se calcula en base a la presión interna, mediante la fórmula:



$$t = \frac{P_i \cdot D}{2S}$$

**donde :**

- t** = Espesor de la tubería, en pulgadas
- P<sub>i</sub>** = Presión interna máxima de diseño, en Lb/ pulg<sup>2</sup>
- D** = Diámetro externo de la tubería, en pulgadas.
- S** = Tensión máxima admisible en la pared de la tubería en Lb/pulg<sup>2</sup>

La tensión máxima admisible en la pared de la tubería se obtiene de la siguiente relación:

$$S = 0.72 \times E \times T_{ad}$$

**donde :**

- 0.72** = Factor de diseño que tiene en cuenta las disminuciones de espesor admitidas por las tolerancias de fabricación.
- E** = Factor de junta soldada que varía entre 0.6 y 1.0 dependiendo del proceso de fabricación de la tubería.
- T<sub>ad</sub>** = Tensión admisible del material.

El espesor nominal "**tn**" de la tubería debe ser:

- tn** = t + A
- t** = Espesor de la tubería, en pulgadas
- A** = Suma de las tolerancias debido a requerimientos de seguridad pública en líneas que atraviesan áreas pobladas, corrosión y tuberías roscadas.

La presión máxima de trabajo en cualquier punto de la línea, es la presión máxima esperada en condiciones normales de operación e incluye tanto la presión estática debido a la gradiente hidráulica como a la presión requerida para vencer las pérdidas de fricción.

La presión interna máxima de diseño debe ser mayor o igual que la presión máxima de trabajo más la sobre presión por golpe de ariete.

Como se verá más adelante, se deben instalar dispositivos de protección adecuados, tales como válvulas de seguridad y controles automáticos que aseguren que la presión de la tubería y los equipos no excedan en más del 10% la presión de trabajo.

También se debe prever un posible vacío dentro de la tubería seleccionándola con una resistencia suficiente para evitar el colapso.

## **b. TEMPERATURA**

Las tensiones de diseño no necesitan ser corregidas por temperatura para el intervalo comprendido entre  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $120^{\circ}\text{C}$ .

Para temperatura de trabajo fuera de esas condiciones debe tenerse en cuenta las variaciones de las propiedades mecánicas a efectos de una correcta selección.

## **c. INFLUENCIA DEL AMBIENTE**

En el diseño se tienen en cuenta los incrementos de presión causados por el calentamiento del crudo, mientras permanece estático, cuando el oleoducto atraviesa zonas de elevadas temperaturas.

## **d. EFECTOS DINAMICOS**

También se tienen en cuenta durante el diseño los efectos dinámicos a que puede estar sujeta la tubería. Entre estos efectos se pueden citar los provocados por impactos, viento, vibraciones, subsidencia, temblores de tierra, etc.

## **e. SOBRECARGAS**

Comprende el propio peso del fluido transportado, así como peso de la nieve, hielo, peso propio de la tubería, revestimiento y otros componentes.

## **f. CARGAS POR EXPANSION Y CONTRACCION TERMICA**

Los cálculos para tener en cuenta estos requerimientos son necesarios cuando existen dudas sobre la adecuada flexibilidad del sistema para soportar dichas cargas.

Ello ocurre en el caso de líneas en las que se verifican sustanciales cambios de temperatura, como sucede en oleoductos de crudo caliente, expuestos a temperaturas ambientales cambiantes.

### **III.2.3 RIESGOS ESPECIFICOS Y SUS CAUSAS:**

El riesgo específico a que está sometido el oleoducto en sí, lo constituyen las roturas o filtraciones de la tubería.

Dependiendo en qué tramo y en que momento ocurra tal falla, esta no afectará sólo a la instalación sino también al operador y al medio ambiente.

Desde el punto de vista económico, la reparación de la rotura puede ser muy costosa.

Las causas que pueden provocar una rotura son las que se describen a continuación, o una combinación de las mismas:

- Disminución del espesor de la pared de la tubería por efectos de la corrosión a través del tiempo.
- Sobre presión brusca por falla operacional, por ejemplo: cierre instantáneo de una válvula, que produce una onda de presión que puede alcanzar valores por sobre la presión de diseño (Fenómeno conocido como golpe de ariete).
- Punto débil en una soldadura debido a alguno de los defectos siguientes durante el proceso de soldadura: porosidad, falta de material de aporte, oclusión de gases, etc.

### **III.2.4 CONTROL DE RIESGOS :**

En base a los conocimientos que se tiene de los fenómenos que ocasionan los riesgos, se han ido generando las medidas de seguridad y dispositivos para su prevención.

#### **a.- CORROSION :**

La corrosión es un ataque electroquímico del material que compone la tubería, que se verifica en determinadas condiciones del medio en que esta se encuentra instalada y cuyo efecto es una disminución progresiva del espesor de la pared de la tubería.

Las condiciones para producir el ataque electroquímico se dan en tuberías tendidas superficialmente y mas severamente en las sumergidas o enterradas, a ello se debe que estas últimas utilizan medios de protección.

Existen para ello dos métodos que se describen a continuación:

#### **a.1 REVESTIMIENTOS :**

Consisten en aislar la tubería que se encuentra instalada sobre el suelo, enterrada o sumergida en agua, con revestimientos de alta resistencia eléctrica.

Las condiciones que debe cumplir un revestimiento para ser efectivo son :

- Impermeable
- Resistente a las variaciones de la temperatura
- Resistente a las tensiones y presiones del suelo.
- Económico de aplicar
- De espesor uniforme, sin brechas o grietas
- Firmemente adherido a las superficie metálica del tubo.
- No tóxicos.

La aplicación del revestimiento requiere previamente preparar la superficie metálica dejándola limpia de herrumbre y petróleo, totalmente seca.

También se utilizan como revestimiento el polietileno, el propileno y las resinas termo plásticas, para aplicar éstas, la limpieza debe ser más esmerada (metal blanco), luego de limpiar el tubo es necesario precalentarlo en un horno para después aplicarle la resina con pistolas a presión.

En el caso de tuberías enterradas que atraviesan corrientes de agua, se utilizan generalmente asfalto, alquitrán o acabados epóxicos y revestimiento de concreto con una malla metálica concéntrica con el tubo y atrapada en el concreto para aumentar su consistencia. El concreto se coloca para evitar la flotabilidad y como protección mecánica contra golpes.

La inspección del revestimiento se debe hacer visualmente y con un detector de alto voltaje. Los defectos detectados deben ser corregidos.

## **a.2 PROTECCION CATODICA :**

En la superficie del metal de una tubería, por influencia del medio mas o menos corrosivo en que está instalada, se forman pequeñas celdas galvánicas causando el ataque electroquímico en las zonas anódicas.

La protección catódica incrementa el potencial del medio que circunda la tubería, evitando así la formación de 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 dos maneras:

- Por corriente impresa
- Por ánodos de sacrificio

La corriente impresa requiere de una fuente externa y de un electrodo o ánodo auxiliar, generalmente de grafito o de hierro que se encuentra localizado algo distante de la tubería a proteger.

El potencial mínimo necesario para proteger la tubería es 0.85V. Este método tiene la ventaja de suplir elevados amperajes y voltajes dando gran protección por unidad de superficie. Sin embargo tiene la desventaja de sus elevados costos de instalación y mantenimiento.

El método de ánodos de sacrificio es idéntico al anterior con la diferencia que la corriente del medio a la tubería se logra a través de una reacción electroquímica, donde el ánodo es de un material menos noble (más electronegativo) que el material que se quiere proteger.

Las ventajas de este método son : su bajo costo de instalación y no necesita fuentes de corriente alterna; las desventajas son su potencial limitado, la limitación en el área protegida, y su menor duración.

## **b.- SOBREPRESION**

Si la presión en cualquier punto de la línea excede la presión de diseño, la tubería puede llegar a reventar, dependiendo de la velocidad de incremento de la presión por encima de la de diseño, el fenómeno será menos peligroso cuanto mayor sea esa velocidad.

Para el control de las sobrepresiones se utilizan válvulas de alivio en la línea de descarga de las bombas de manera que cualquier exceso de presión es disipado por éstas.

En los casos en que la velocidad de crecimiento de la presión sea anormalmente alta, motivada por ejemplo por el cierre brusco de una válvula se origina en la tubería un fenómeno conocido como golpe de ariete, que consiste en una onda de presión que se propaga por la tubería, originando sobrepresiones y depresiones en la misma que la dilatan y la contraen, al paso de la onda, para controlar este fenómeno también se utilizan válvulas de alivio que abren por encima de cierto valor de la presión, descargando a un tanque o a una piscina.

Actualmente en algunos oleoductos se instalan sistemas más modernos que usan una mezcla de glicol y agua o nitrógeno, como fluidos amortiguadores, con el objeto de lograr mayor rapidez en la respuesta del sistema para lograr un control más eficiente del golpe de ariete.

## **c.- PUNTO DEBIL DE UNA SOLDADURA**

Los defectos de una soldadura que se traducen en puntos débiles de la misma, representan siempre un riesgo potencial de rupturas en los oleoductos.

Para prevenir la presencia de defectos en las soldaduras así como los accidentes que pueden presentarse durante los trabajos de soldadura, se adoptan una serie de procedimientos y medidas de seguridad basadas en las normas API-STD 1104 "Normas de Soldadura en tuberías" y API-RP 2009 "Recomendaciones de seguridad en soldadura y corte con soplete".

Dentro de estos procedimientos y la legislación actual, se establece el método a seguir y el tipo de soldadura a utilizar, de acuerdo al material y espesor de pared de la tubería que se va a soldar.

## **d.- INSPECCION DE SOLDADURAS**

La calidad de las soldaduras es comprobada por métodos no destructivos tales como ultrasonido o rayos gamma, que no afectan sus propiedades ni su uso posterior.

Algunos defectos pueden ser corregidos removiendo las partes defectuosas y soldando nuevamente. La norma API-1104, fija los estándares de aceptación, rechazándose las soldaduras que no cumplen con los mismos.

#### **e.- PRUEBAS HIDROSTATICAS**

Las pruebas hidrostáticas se realizan para constatar que todo el oleoducto este en capacidad de resistir sin fugas o fallas internas, sometiéndolos a presiones mayores que la presión a que estará sometido durante su operación normal de diseño (150% según el D.S. N° 052-EM-93, capítulo III, Artículo N° 48, Inciso h ).

##### **e.1. DURACION DE LA PRUEBA HIDROSTATICA**

La duración de la prueba es normalmente de 24 horas debiendo coincidir la presión final con la inicial. Durante la prueba puede haber oscilación reducida en la presión causada por variaciones en la temperatura exterior que provoca dilataciones o concentraciones de agua.

Las fugas detectadas deben ser corregidas luego de lo cual la línea debe ser nuevamente probada.

#### **III.2.5 DERECHO DE VIA**

Lo constituye el derecho que tiene una empresa para utilizar una franja de terreno de unos 30 metros de ancho aproximadamente, generalmente con una carretera paralela a la línea. El derecho de vía sirve durante la construcción para abrir la ruta por donde será tendido el oleoducto y durante la operación para proteger las instalaciones, la comunidad y permitir el acceso del personal encargado del mantenimiento.

Los riesgos específicos pueden ser ocasionados por la invasión del derecho de vía por parte de la comunidad en las zonas que el oleoducto atraviesa áreas pobladas, invasión motivada generalmente por el crecimiento demográfico.

Esta invasión se materializa bien con la construcción de viviendas o bien por su uso como carreteras. En el primer caso ello puede ocasionar ante una rotura del oleoducto, daños a terceros y hasta accidentes fatales. En el segundo caso también se pueden ocasionar daños a la instalación por choques de vehículos contra la línea, etc.

Para prevenir estos riesgos se hace un mantenimiento constante al área correspondiente al derecho de vía, en especial a la carretera que bordea la línea, lo que facilita a la vez los trabajos del personal de inspección y reparación.

Como prevención de los riesgos originados por la invasión se hacen contactos con organismos oficiales a efectos de hacer cumplir las disposiciones legales vigentes.

### **III.2.6 VALVULAS DE BLOQUEO**

Son válvulas que se colocan en sitios intermedios del oleoducto con el objeto de minimizar las pérdidas en caso de rotura del oleoducto.

### **III.2.7 MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

Este tipo de mantenimiento se realiza para prevenir los daños y el deterioro de las instalaciones con el objeto de lograr operaciones mas eficientes y seguras, prolongar la vida efectiva del oleoducto y reducir al mínimo las fallas peligrosas.

#### **III.2.7.1.- DISPOSITIVOS DE LIMPIEZA Y DETECCION DE FALLAS**

Entre los dispositivos mas utilizados en los programas de mantenimiento preventivo se describirán a continuación los conocidos en el lenguaje de la industria con el nombre de "chanchos". Aunque existen diferentes tipos, estos son básicamente artefactos que se desplazan por el interior del oleoducto impulsados por la presión del crudo bombeado. De acuerdo al fin que se busca se pueden distinguir 3 tipos : raspa tubos, para limpiar internamente la tubería; calibradores, para detectar deformaciones tales como abolladuras y electromagnéticos para detectar variaciones en el espesor de pared producidos por corrosión interna o externa.

Los raspa tubos son usados para limpiar interiormente la línea de los depósitos é incrustaciones provenientes de los hidrocarburos transportados, a fin de restaurar la capacidad original del oleoducto. También puede usarse para difundir un inhibidor de corrosión a lo largo de la línea ó para retardar la corrosión interna reduciendo la cantidad de material corrosivo dentro de ella.

Los "chanchos" actualmente en uso son metálicos, de plástico espumoso, y en el caso de los detectores están equipados con delicados equipos electromagnéticos. Tanto para el lanzamiento como para la recepción de estos dispositivos se utilizan instalaciones especiales llamadas trampas que mediante un juego de válvulas permiten una operación segura tanto para el personal operador como para los dispositivos.

Los calibradores se pasan generalmente antes del detector electromagnético para tener la seguridad de que las deformaciones que tiene la tubería no dañarán al segundo detector.

El detector electromagnético es la última mejora en la técnica en este tipo de dispositivos. Permite detectar disminuciones en el espesor de pared a lo largo de la tubería en los 360° de cada sección transversal de la misma.

Esta información es sumamente importante en la planificación del mantenimiento preventivo del oleoducto, de acuerdo a la misma, se deberán reemplazar los

tramos defectuosos para mantener la línea en óptimas condiciones de operatividad y seguridad.

### **III.2.7.2.- INSPECCION PERIODICA**

Las inspecciones periódicas que se llevan a cabo al oleoducto y sus accesorios son otra fuente de información para la planificación del mantenimiento.

Estas inspecciones pueden ser visuales y de medición y se realizan sobre las instalaciones de protección catódica mediante la medición del potencial catódico en tuberías enterradas y sumergidas.

En las zonas en que el potencial catódico está por debajo de 0.85 voltios la protección no es efectiva y se hace necesario mejorarla. El valor límite 0.85 es determinado por la fórmula de NERST y ha sido comprobado experimentalmente. La medición de potenciales se hace con aparatos que tienen un electrón de comparación de  $C_U - SO_4Ca$ .

El personal de mantenimiento también realiza inspecciones periódicas ya sea recorriendo con vehículos la vía o mediante patrullajes aéreos, con el objeto de detectar daños en la línea ó en los soportes que la mantienen suspendida, haciéndole también servicio a las válvulas u otros accesorios, accionándolas periódicamente para asegurar su operatividad.

### **III.2.7.3.- MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

Cuando a pesar de las prevenciones se produce una rotura del oleoducto, se debe proceder a su reparación en el menor tiempo posible en razón de las elevadas pérdidas que el mismo implica. Estas pérdidas están constituidas por los daños a la comunidad, la contaminación del medio ambiente y por el petróleo perdido durante el derrame.

Estas pérdidas se pueden minimizar a través de una acción rápida por parte del personal encargado de la reparación sin descuidar el aspecto de seguridad durante los trabajos necesarios para la misma a efecto de optimizar ambos aspectos, las empresas cuentan con un plan de contingencias que es una guía para las partes involucradas, con las indicaciones a seguir en las diferentes partes del trabajo.

## **IV. EL LOTE IX DEL NOROESTE.**

### **IV.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL LOTE IX.**

Para resolver los problemas de transferencia de fluidos por tuberías es necesario conocer las propiedades físicas de los fluidos que se manejan.

Para hacer uso de las propiedades de los fluidos del reservorio obtenidas en el laboratorio en cualquiera de las fases de la industria del petróleo se tiene que



realizar una validación de los resultados y de acuerdo con este análisis obtener los datos óptimos.

El análisis de los resultados obtenidos en el laboratorio se ha realizado para cada una de las propiedades de los fluidos del reservorio ( petróleo, agua y gas) en forma independiente, así tenemos: Los resultados de los análisis fueron realizados por la Ing. Nelly Ostos N, en el año 1998.

#### **IV.1.1. ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS MUESTRAS DE PETROLEO.**

El petróleo es una mezcla de compuestos diversos donde predominan los hidrocarburos y en menor cantidad se encuentran los sulfuros, nitrógenos, oxígenos y helio.

El número de compuestos elementales es elevado y sus proporciones relativas varían entre límites muy amplios dando a cada petróleo una individualidad propia.

Los análisis de las propiedades fisico-químicas del petróleo son:

##### **IV.1.1.1 GRAVEDAD API**

Para propósito de análisis , el °API está corregido a 60°F, el API del petróleo es un valor puntual, varía en forma areal. Si consideramos el grado API promedio por yacimiento considerando la misma Formación Productiva, comprobaremos que difieren indistintamente en cada yacimiento.

En el Lote IX, el grado API promedio para la Formación Pariñas Inferior en el yacimiento Batanes es 34.9, en el yacimiento Cuesta 33.1 y para el yacimiento Algarroba es 26.6, en el yacimiento Leones, cuya Formación productiva, es la Formación Mogollón, se tiene un grado API promedio de 24.0.

##### **IV.1.1.2 CONTENIDO DE AZUFRE**

El contenido de azufre en el petróleo viene a formar parte del gran grupo de los No-Hidrocarburos. Los crudos varían ampliamente en su contenido de azufre. Algunos tienen bajo contenido de azufre con menos de 0.1% del peso de azufre. Sin embargo, crudos con alto azufre pueden contener hasta 5.7% molar por peso.

Las dificultades que se pueden presentar en los petróleos que contienen compuestos de azufre, corresponden a cuatro aspectos principales: corrosión, olor, explosiones deficientes de las gasolinas y contaminación del medio ambiente.

En el Lote IX, el contenido de azufre promedio para la formación Pariñas inferior en el Yacimiento Batanes es 0.0477% por peso, Yacimiento Cuesta 0.04879% por peso y para el Yacimiento Algarroba es 0.5084% por peso, de lo que se

puede decir que el contenido de azufre incrementa de Suroeste a Noreste y en forma general, la cantidad de azufre aumenta como la densidad del petróleo aumenta, en dichos yacimientos.

Los valores mínimo y máximo del contenido de azufre en el petróleo de la Formación Pariñas inferior son: 0.022% por peso y 0.108% por peso que corresponden al Yacimiento Batanes y Algarroba respectivamente.

En el Yacimiento Leones, cuya formación productiva es el Mogollón, el contenido de azufre en promedio es 0.11% por peso.

#### **IV.1.1.3 CONTENIDO DE ASFALTENOS**

Los asfaltenos son constituyentes naturales de muchos crudos, se encuentran presentes en el petróleo como una partícula coloidal suspendida, son compuestos negros, de moléculas aromáticas policíclicas de gran peso y composición muy compleja que se mantienen en suspensión por resinas asfálticas circundantes. Son depositados, no solo por reducción de temperatura y presión, también por factores desestabilizantes.

En el Lote IX, el contenido de asfaltenos promedio en la formación Pariñas inferior se incrementa de Sur-Oeste a Nor-Este, así tenemos, en el Yacimiento Batanes es 0.189% del peso, en el Yacimiento Cuesta, 0.302% del peso y para el Yacimiento Algarroba es 0.459% del peso, siendo el contenido de asfaltenos mínimo y máximo encontrados en el Lote IX, de 0.11% del peso correspondiente al Yacimiento Batanes y de 0.5505% del peso correspondiente al Yacimiento Algarroba.

Para la formación Mogollón del Yacimiento Leones, el contenido de asfaltenos en promedio es 0.505% del peso.

#### **IV.1.1.4 NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN**

El número de Neutralización es una medida de la cantidad de sustancias ácidas ó básicas, presentes en el petróleo, siempre bajo las condiciones de Prueba. El número de Acidez y Alcalinidad se usa como guía para el control de calidad en la formulación de aceites y lubricantes, siendo importante conocer el número de neutralización del petróleo para prevenir que los productos del petróleo contengan constituyentes ácidos o básicos. Desde que una variedad de productos de oxidación contribuyen al número de acidez, y las propiedades corrosivas de los ácidos orgánicos varían ampliamente, el valor del número de neutralización no podrá usarse para predecir el grado corrosivo de los productos del petróleo.

El número de neutralización del petróleo en promedio para la formación Pariñas Inferior es 0.6724 en el yacimiento Batanes; 1.1563 en el yacimiento Cuesta y 2.369 en el yacimiento Algarroba, por lo tanto, se puede decir que el número de neutralización aumenta de Suroeste a Noroeste en el lote IX.

El número de neutralización del petróleo extraído de la formación Mogollón (Yac. Leones) es en promedio 4.665.

#### IV.1.1.5 LA DENSIDAD

La densidad "ρ" es la masa por unidad de volumen. En el sistema C.G.S. la unidad es gr. masa por centímetro cúbico, en el sistema inglés la unidad es Lb-masa por pie cúbico. La densidad de los líquidos no es afectada significativamente por los cambios de presión cuya magnitud no sea muy grande. En cambio las variaciones de temperatura si influyen apreciablemente.

#### IV.1.1.6 CONTENIDO DE SAL

El contenido de sal presente en el petróleo proviene principalmente de la salinidad del agua de formación. En promedio el contenido de sal en el petróleo de la formación Pariñas Inferior es 2.975 Lb NaCl / MBIs. En el yacimiento Batanes, 2.8639 Lb NaCl / MBIs en el yacimiento Cuesta y 4.5165 Lb NaCl / MBIs en el yacimiento Algarroba. El contenido de sal en el petróleo de la formación Mogollón (Yac. Leones) es en promedio 11.26 Lb NaCl / MBIs.

#### IV.1.1.7 CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTO (BSW)

El **BSW** determinado al petróleo sin tratamiento alguno (en el campo), sirve para tener conocimiento del porcentaje de agua y sedimentos que se produce de una determinada formación productiva, la misma que permitirá seleccionar los reservorios que producen mayor cantidad de agua, para separar el agua del petróleo antes de transferir la producción a los tanques de almacenamiento, evitando de esta manera el efecto nocivo del agua en las bombas de transferencia y el oleoducto.

El **BSW**, determinado en el campo juntamente con la calidad del petróleo (básicamente °API ) permite determinar la modalidad del tratamiento en la separación del agua, y sedimentos del petróleo, permitiendo obtener petróleo dentro de los límites permisibles para la venta del crudo, como lo estipula los contratos realizados por PERUPETRO S.A.

El petróleo producido de la Formación Pariñas Inferior en el lote IX tiene bajo BSW pero tiene °API alto, lo cual permite separar el agua y sedimentos del petróleo principalmente por gravedad; el petróleo producido de la Formación Mogollón tiene un **BSW** mas alto y el petróleo tiene un API mas bajo.

En general se puede decir que el petróleo producido en el lote IX tiene bajo **BSW** y °API aceptable permitiendo buena separación del agua y sedimentos con poco tratamiento químico, así mismo permite tener petróleo dentro de los límites permitidos para la Fiscalización.

#### IV.1.1.8 TIPO DE CRUDO ( HCT ó LCT )

Los líquidos son ligeramente compresibles comparados a los gases. Sin embargo, el cálculo de las propiedades de una mezcla de líquidos es complicado por dos factores, la presencia de componentes sumamente volátiles y el encogimiento del volumen en la mezcla de los hidrocarburos líquidos.

Ambos efectos se pueden entender debido que el líquido está compuesto de moléculas de diferentes tamaños y formas.

La densidad es uno de los factores básicos pero no solo se necesita conocer este valor para los cálculos básicos, sino también correlacionar con propiedades como la viscosidad, punto de ebullición, etc.

Del análisis de destilación realizado al petróleo producido en el Lote IX basándose en el punto de ebullición del crudo, se conoce que se produce dos tipos de crudo, petróleo de tipo HCT ("HIGHT COLD TEST") que debe su denominación al alto punto de congelamiento y del tipo LCT ("LOW COLD TEST") cuya denominación corresponde a su bajo punto de congelamiento. Correspondiéndole al yacimiento Algarroba Crudos del tipo LCT en el rango de 24.2 – 29.6 °API, al yacimiento Cuesta del tipo LCT en el rango de 31.6 – 35.6 °API y en algunos Crudos del tipo HCT en el rango de 32.6 – 34.7 °API; y en el yacimiento Batanes pocos Crudos del tipo LCT dentro del rango 32.9 – 35.7 °API y la mayoría del tipo HCT dentro del rango de 34.9 – 35.2 °API.

#### IV.1.1.9 FACTOR DE FRICCIÓN

En líneas de flujo horizontales, las pérdidas de presión o caídas de presión son causadas sólo por cambios en la energía cinética y pérdidas de fricción.

Así muchos de los esfuerzos viscosos ocurren en la pared de la tubería, la relación de esfuerzos sobre las paredes y energía cinética por unidad de volumen ( $\rho v^2 / 2g$ ) refleja la importancia de los esfuerzos constantes en la pared de la tubería, como el total de las pérdidas de presión.

La ecuación que es usada para obtener el factor de fricción fue propuesta por Colebrook y White en 1939:

$$1 / f_e^{1/2} = 1.47 - \text{Log} ( 2\varepsilon / d + 18.7 / N_{Re} f_e^{1/2} )$$

El factor no puede ser extraído rápidamente de la ecuación de Colebrook, pero reordenando la ecuación como sigue y efectuando un procedimiento de ensayo y error se puede solucionar la ecuación por el factor de fricción:

$$f = \left( \frac{1}{1.47 - \text{Log}(2\varepsilon / d + 18.7 / N_{Re} \cdot f_s^{1/2})} \right)^2$$

Los valores de  $f_g$  son estimados y los de  $f$  son calculados hasta que  $f_g$  y  $f$  sean iguales a una tolerancia aceptable definida por la relación:

$$\frac{f_g - f}{f_g} \leq 0.01$$

#### IV.1.1.10 LA VISCOSIDAD

La viscosidad es aquella propiedad de los fluidos que se puede definir como la resistencia a fluir y se puede expresar como la relación entre un esfuerzo de corte y la gradiente de velocidad que ese esfuerzo produce en el fluido.

La viscosidad es inversamente proporcional al grado API, por lo tanto, petróleos con alto grado API tienen baja viscosidad y éste valor es menor comparado con petróleos que tienen bajo grado API. Por lo tanto, petróleos con bajo grado API proporcionan mayor resistencia al flujo, debido que la viscosidad es una magnitud física que mide la resistencia interna al flujo de un fluido, resistencia ocasionado por el rozamiento de las moléculas que se deslizan unas contra otras.

En forma matemática se expresaría como sigue:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{V}{A}$$

**Donde:**

$F$  = Es la fuerza de corte que actúa tangencialmente al área  $A$ ; la relación de ambas da el esfuerzo de corte o fuerza unitaria de corte. La gradiente de velocidad es el cambio de velocidad por unidad de espesor del fluido.

La constante de proporcionalidad  $\mu$  es la viscosidad, lo que es característica de cada fluido.

La viscosidad como la hemos definido es la viscosidad absoluta, y las unidades más usadas para expresarla son :

**Sistema C.G.S.**

$$\mu = \frac{gr}{cm \cdot seg} = Poise$$

ó

$$\mu = \frac{dina \cdot seg}{cm^2}$$

## Sistema Inglés

$$\mu = \frac{Lbs(masa)}{pie.seg}$$

La viscosidad cinemática es la relación entre la viscosidad absoluta y la densidad del fluido. En el sistema C.G.S. la unidad de la viscosidad cinemática es el stocke ( $cm^2/seg$ ) y es igual a 100 centistockes (ct).

$$U = \frac{u}{\rho}$$

Donde:

***U = Centistockes***

***u = Centipoise***

***p = densidad***

Debemos recordar que en los líquidos la viscosidad disminuye con el aumento de la temperatura, mientras sucede lo contrario con los gases, las variaciones de la presión no influyen significativamente en la viscosidad de los líquidos.

Considerando la viscosidad del petróleo a las mismas condiciones de presión y temperatura, el petróleo obtenido del yacimiento Batanes es menos viscoso que el petróleo del yacimiento Cuesta y este del yacimiento Algarroba.

Se realizaron pruebas de laboratorio, para determinar la viscosidad del petróleo a presión atmosférica y diferentes temperaturas (60°F, 80°F, 104°F y 212°F). Los valores promedios de viscosidad del petróleo considerando a las mismas condiciones de medición para cada yacimiento se muestra en el cuadro N° 2 :

## IV.2.CORRELACIONES ELABORADAS CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LABORATORIO DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO.

Las propiedades de los fluidos del reservorio se pueden determinar por:

- Medida directa de muestras representativas.
- Cálculo de las propiedades por medio de un análisis químico de una muestra representativa.
- Por catálogos de muestras e interpolando en mapas de características similares.

Así tenemos que cuando no se pueden realizar medidas directas de las propiedades de los fluidos en una muestra, pero existen análisis químicos de

muestras representativas de la misma formación en áreas vecinas aun se puede obtener el valor con bastante exactitud.

Un valor bastante aproximado de las propiedades de los fluidos se puede determinar por uso de las correlaciones o se puede leer directamente del diagrama elaborado por las ecuaciones obtenidas.

Por lo tanto, en falta de medidas experimentales de las propiedades de los fluidos del reservorio, el Ingeniero de petróleo puede determinar la propiedad de los fluidos por medio de las correlaciones empíricas adecuadas que son elaboradas en función de datos de laboratorio de muestras representativas.

En el desarrollo del presente trabajo de investigación y desarrollo elaborado para el Lote IX, se ha evaluado y construido algunas correlaciones para los fluidos del reservorio a condiciones de presión atmosféricas, los cuales son:

#### **IV.2.1.CORRELACIONES DE LAS PROPIEDADES DEL PETROLEO A CONDICIONES DE PRESION ATMOSFERICA.**

Las correlaciones a condiciones de presión atmosférica de han desarrollado en base a información obtenida de los pozos productores del Lote IX, son mostradas a continuación:

##### **IV.2.1.1. CORRELACION DE LA VISCOSIDAD DEL PETROLEO MUERTO Vs API - LOTE IX**

El conocimiento de la viscosidad es un criterio particularmente importante para apreciar las posibilidades de bombeo de petróleo y definir el tipo de régimen en los conductos. Se ha elaborado correlaciones para determinar la viscosidad a diferentes temperaturas utilizando toda la información obtenida (Yacimientos: Algarroba, Cuesta, Batanes y Leones), los cuales son:

$$@ 60^{\circ}\text{F} : \mu_{60^{\circ}\text{F}} = (0.01936 * \text{API} - 0.188)^{-3}$$

$$@ 80^{\circ}\text{F} : \mu_{80^{\circ}\text{F}} = (0.0198 * \text{API} - 0.148)^{-3}$$

$$@ 104^{\circ}\text{F} : \mu_{104^{\circ}\text{F}} = (0.022 * \text{API} - 0.1377)^{-3}$$

$$@ 212^{\circ}\text{F} : \mu_{212^{\circ}\text{F}} = (0.029 * \text{API} - 0.190)^{-3}$$

Las correlaciones obtenidas, son aceptables para reservorios que tienen petróleo del tipo HCT y entre 25 - 35 °API, teniendo una dispersión aceptable como lo indican el error típico de estima (S1.23 ), coeficiente de determinación múltiple ( R1.23<sup>2</sup> % ) y el porcentaje de error relativo, tal como se detallan en el cuadro N° 3, El porcentaje de error determinado para estas correlaciones es obtenido considerando toda la data.

#### IV.2.1.2 CORRELACION DE VISCOSIDAD DEL PETROLEO MUERTO Vs API - YACIMIENTO ALGARROBA

Los datos pertenecientes al Yacimiento Algarroba, con petróleo entre 24 y 29 °API, no se ajustan muy bien a la correlación general del Lote IX, siendo necesario elaborar correlaciones propias para este yacimiento, los cuales son:

$$@ 60^{\circ}\text{F} : \mu_{60^{\circ}\text{F}} = ( 0.01822 * \text{API} - 0.169 )^{-3}$$

$$@ 80^{\circ}\text{F} : \mu_{80^{\circ}\text{F}} = ( 0.0192 * \text{API} - 0.13973 )^{-3}$$

$$@ 104^{\circ}\text{F} : \mu_{104^{\circ}\text{F}} = ( 0.01956 * \text{API} - 0.088 )^{-3}$$

$$@ 212^{\circ}\text{F} : \mu_{212^{\circ}\text{F}} = ( 0.01906 * \text{API} + 0.1843 )^{-3}$$

En comparación a la correlación general ( Lote IX ), se tiene menor dispersión y porcentaje de error, como se detalla en el cuadro N° 4 .

El porcentaje de error ha sido determinado considerando toda la data.

#### IV.2.1.3 CORRELACION DE VISCOSIDAD DEL PETROLEO MUERTO Vs API - YACIMIENTO CUESTA

La gravedad API del petróleo extraído del Yacimiento Cuesta se encuentra entre 29 - 35 °API, y las correlaciones elaboradas exclusivamente para este Yacimiento, son:

$$@ 60^{\circ}\text{F} : \mu_{60^{\circ}\text{F}} = ( 0.03026 * \text{API} - 0.524 )^{-3}$$

$$@ 80^{\circ}\text{F} : \mu_{80^{\circ}\text{F}} = ( 0.0311 * \text{API} - 0.498 )^{-3}$$

$$@ 104^{\circ}\text{F} : \mu_{104^{\circ}\text{F}} = ( 0.0285 * \text{API} - 0.346 )^{-3}$$

$$@ 212^{\circ}\text{F} : \mu_{212^{\circ}\text{F}} = ( 0.03083 * \text{API} + 0.24066 )^{-3}$$

En comparación a la correlación general ( Lote IX ), se tiene menor dispersión y porcentaje de error, como se detalla en el cuadro N° 5.

#### IV.2.1.4 CORRELACION DE VISCOSIDAD DEL PETROLEO MUERTO Vs API - YACIMIENTO BATANES

La gravedad API del petróleo extraído del Yacimiento Batanes es mas ligero en comparación a los demás del Lote IX ( 33 – 37 °API ) y las correlaciones obtenidas para este Yacimiento, son:

$$@ 60^{\circ}\text{F} : \mu_{60^{\circ}\text{F}} = ( 0.02193 * \text{API} - 0.305 )^{-3}$$



$$@ 80^{\circ}\text{F} : \mu_{80^{\circ}\text{F}} = (0.02556 * \text{API} - 0.341)^{-3}$$

$$@ 104^{\circ}\text{F} : \mu_{104^{\circ}\text{F}} = (0.02868 * \text{API} - 0.38)^{-3}$$

$$@ 212^{\circ}\text{F} : \mu_{212^{\circ}\text{F}} = (0.0377 * \text{API} - 0.46343)^{-3}$$

En comparación a la correlación general (Lote IX ), se tiene menor dispersión y porcentaje de error, como se detalla en el cuadro N° 6 .

#### IV.2.2 CORRELACION DE VISCOSIDAD DEL PETROLEO MUERTO DERIVADO DE CORRELACIONES EFECTUADAS EN OTRAS PARTES DEL MUNDO - LOTE IX

Después de realizar las correlaciones independientemente de las elaboradas en otras partes del mundo, se buscó la forma de adecuar las correlaciones estándares a las condiciones del petróleo extraído del Lote IX (Reservorios del Noroeste Peruano ).

Las correlaciones estándares analizadas son: Standing, Beggs-Robinson y Glaso. De acuerdo al análisis del error promedio, coeficiente de desviación múltiple y el error típico de estima utilizando la data original, la correlación de Glaso proporciona mayor exactitud que las otras dos, por la cual, esta correlación se adapta a las características propias del crudo del Noroeste Peruano, utilizando el método de los mínimos cuadrados (determinar nuevas constantes), de acuerdo a:

$$\text{Log}(\mu_{od}) = a_0 + a_1 * \text{Log}(T) + a_2 * \text{Log}(T) * \text{Log}(\text{Log}(\text{API})) + a_3 * \text{Log}(\text{Log}(\text{API}))$$

Con:

$$Y = \text{Log}(\mu_{od})$$

$$X1 = \text{Log}(T)$$

$$X2 = \text{Log}(T) * \text{Log}(\text{Log}(\text{API}))$$

$$X3 = \text{Log}(\text{Log}(\text{API}))$$

La ecuación final queda como :

$$Y = a_0 + a_1 * x_1 + a_2 * x_2 + a_3 * x_3$$

La ecuación anterior se resuelve aplicando el método de los mínimos cuadrados, donde:

n : número de pruebas

$a_0, \dots, a_3$  : incógnitas

Para el cálculo de las constante óptimas se analizaron varios casos, todo ello con el fin de obtener el menor porcentaje de error promedio y la menor dispersión para cada variación de temperatura.

Las nuevas ecuaciones de las correlaciones son :

$$@ 60^{\circ}\text{F} \quad : \mu_{\text{od}} = 10251.9897 * \text{Log} (\text{API})^{-16.588}$$

$$@ 80^{\circ}\text{F} \quad : \mu_{\text{od}} = 4048.4681 * \text{Log} (\text{API})^{-15.0275}$$

$$@ 104^{\circ}\text{F} \quad : \mu_{\text{od}} = 1678.5999 * \text{Log} (\text{API})^{-13.8311}$$

$$@ 212^{\circ}\text{F} \quad : \mu_{\text{od}} = 59.6091 * \text{Log} (\text{API})^{-08.0825}$$

La dispersión respecto al error típico de estima, coeficiente de determinación múltiple y el porcentaje de error son ( ver cuadro N° 7 ).

#### IV.2.3 DETERMINACION DEL API Y CALCULO DE LA VISCOSIDAD DINAMICA DEL CRUDO DEL LOTE IX

##### IV.2.3.1 DETERMINACION DEL °API

Para la determinación del °API, se utilizó el promedio de los valores del °API determinados en cada una de las operaciones de Fiscalización-Venta que realizó UNIPETRO ABC S.A a PETROPERU S.A en los años 1998 y 1999 y que se pueden observar en el cuadro N° 8.

##### IV.2.3.2 CALCULO DE LA VISCOSIDAD DINAMICA

- Cálculo de la viscosidad dinámica:

$$\mu_{60^{\circ}\text{F}} = ( 0.01936 * \text{API} - 0.188 )^{-3}$$

$$\mu_{60^{\circ}\text{F}} = ( 0.01936 * 32.3 - 0.188 )^{-3}$$

$$\mu_{60^{\circ}\text{F}} = 11.9399 \text{ Cp}$$

$$\mu_{60^{\circ}\text{F}} = 28.83 \text{ Lb/Ft*Hr}$$

- Cálculo de la viscosidad cinemática:

$$\text{Viscosidad Cinemática} = \frac{\text{Viscosidad Dinámica}}{\text{Densidad Petróleo}}$$

$$= \frac{28.83 \text{ Lb/Ft*Hr}}{0.8637 \times 62.4 \text{ Lb/Ft}^3}$$

$$\text{Viscosidad Cinemática} = 0.5349 \frac{\text{Ft}^2}{\text{Hr}}$$

$$\text{Viscosidad Cinemática} = 14.9 \times 10^{-5} \frac{\text{Ft}^2}{\text{Seg}}$$

### **IV.3. ANTECEDENTES DE LA TRANSFERENCIA DE CRUDO ENTRE EL LOTE IX Y LA ESTACION DE BOMBAS N°172-PARIÑAS**

Actualmente en el Lote IX; la Empresa Petrolera UNIPETRO ABC S.A.; produce de los yacimientos Algarroba, Batanes, Cuesta.

El crudo producido se recibe en las baterías de producción y múltiples de campo, diseñados para tal fin; teniendo en cuenta la ubicación y la producción de cada uno de los pozos.

La capacidad de almacenamiento de crudo en el Lote IX es de 3600 Bls; y una producción actual promedio de 350 Bls/Día de crudo y 60 Bls de agua; por lo que se realizan cinco ( 05 ) Fiscalizaciones-Venta por mes.

El proceso de recolección de crudo del Lote IX se realiza en dos (02 ) Baterías y cuatro ( 04 ) múltiples de campo. El tratamiento de crudo HCT se realiza en la Batería 175 Batanes y LCT en la Batería 401 Algarroba, antes de transferirse al punto de fiscalización en la Estación de bombas N° 172-Pariñas.

La transferencia de crudo del Lote IX a la Estación N° 172- Pariñas se realiza utilizando dos ( 02 ) bombas Gardner Denver ( caudal 30 Bl/Hr ) y una ( 01 ) bomba Gasso ( caudal 100 Bl/Hr ).

Estas bombas de transferencia se encuentran instaladas sobre unidades móviles acondicionadas para ser trasladadas de un lugar a otro utilizando los vehículos que operan en el Lote IX, desarrollando toda la actividad de transferencia de crudo dentro del Lote IX y de este a la Estación de Bombas N° 172-Pariñas, permitiéndole a la empresa evitar gastos por alquiler de cisternas.

La transferencia de crudo, desde la Batería 175-Batanes, hasta la Estación 172-Pariñas, para ser sometido a 36 horas de reposo y fiscalización correspondiente, se hace a través de un oleoducto en serie y en paralelo de 25,652 pies de longitud que comprende tramos de tuberías de 2, 3 y 4 pulgadas de diámetro.

Mensualmente, se transfieren en promedio 10,500 barriles de crudo del Lote IX a la Estación de Bombas N° 172-Pariñas, y los problemas mas comunes son las roturas producidas por fatiga de la tubería del oleoducto principal; por lo que antes de iniciar la transferencia, personal de campo verifica la no existencia de fugas en la totalidad del oleoducto; originándose un mayor gasto operativo.

El crudo transferido a la Estación de Bombas N° 172 –Pariñas se almacenan en los tanques N° 1637 y 1643 de 2931.662 Bls y 1746.21 Bls de capacidad respectivamente de propiedad de la Empresa Unipetro ABC S.A. y el método de fiscalización utilizado es el de Aforo Físico; con la supervisión de Refinería Talara y una Compañía Fiscalizadora representante de PERUPETRO S.A..

#### **IV.4. SITUACION ACTUAL DEL OLEODUCTO DE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION DE BOMBAS 172-PARIÑAS**

El actual oleoducto que permite transferir el crudo producido del Lote IX, a la Estación de Bombas 172-Pariñas; está ubicado en el Distrito de Pariñas, Provincia de Talara, Departamento de Piura, entre los lotes IX y VI operados por las Empresas Unipetro ABC S.A. y Sapet Development del Perú.

##### **IV.4.1 RUTA DEL OLEODUCTO ACTUAL**

Como mencionamos anteriormente; los puntos inicial y final del oleoducto en mención son la Batería 175-Batanes y la Estación de Bombas 172-Pariñas, respectivamente.

En el cuadro N° 9, se describe el estado actual y características del oleoducto de transferencia entre el Lote IX y la EB-172-Pariñas.

##### **IV.4.2 LONGITUD**

En el cuadro N° 10, se muestra la longitud de cada tramo de igual diámetro de tubería de oleoducto y su respectiva ubicación.

#### **IV.5. DESCRIPCION DEL ESTADO FISICO ACTUAL DEL OLEODUCTO DE LA BATERIA 175-BATANES A LA ESTACION DE BOMBAS 172-PARIÑAS.**

La Empresa Petrolera Unipetro ABC S.A.; en cumplimiento de lo establecido en el contrato firmado con PERUPETRO S.A. el 17 Junio de 1993, realiza una venta mensual promedio de 10,500 barriles fiscalizados de petróleo.

Considerando, la producción de crudo del Lote IX; la capacidad de 2931 y 1746 barriles de los tanques 1637 y 1643, respectivamente, ubicados en la Estación de Bombas 172-Pariñas, y el tiempo de reposo, fiscalización y de transferencia de la Estación de Bombas 172-Pariñas al Patio de Tanques Tablazo, es necesario realizar en promedio de cinco (05) a seis (06) ventas por mes.

Teniendo en cuenta que la capacidad del actual Oleoducto es aproximadamente 200 Bls.; y que las transferencias de crudo desde la Estación 175-Batanes a los Tanques N° 1637 y 1643, de la Estación de Bombas 172-Pariñas, se realizan con dos (02) Bombas de Transferencia marca GARDNER DENVER de 3"(diámetro) x 4"(Longitud de carrera) y una Bomba de Transferencia marca GASO de 3 1/2"(diámetro) x 6"(Longitud de carrera); montadas en carretas de 04 llantas, que hacen posible transportarlas halándolas con una camioneta, se requieren un promedio de 16 horas continuas de transferencia para una operación de venta en el tanque N°1643 y 25 horas continuas de transferencia para una operación de venta en el Tanque 1637; lo que indica que siempre se utilizarán horas nocturnas para transferir crudo bajo las condiciones mencionadas; lo que resulta riesgoso.

Como se observa, en el Cuadro N° 9 ( Descripción y características del oleoducto entre las la Bat-175 y la EB-172 Pariñas ), el oleoducto en mención presenta 1000 y 10,000 pies de tubería de 2"Ø y 3"Ø de diámetro respectivamente; enterrados bajo arena por un tiempo aproximado de 15 años; asimismo se tiene 600 pies de tubería de 2"Ø en el Lecho de Quebrada y 1500 pies de tubería de 3"Ø en área de pendiente de difícil acceso (en la bajada del Tablazo Batanes), que resultaría difícil reparar fugas con la prontitud que el caso requiere.

Durante el " Fenómeno el Niño" ocurrido en 1998, la Empresa se vio obligada a retrasar transferencias y ventas de crudo, que obligaron a diferir producción por falta de capacidad de almacenamiento en el Lote IX; debido a emergencias en diferentes tramos del oleoducto como consecuencia de su ubicación en lecho de quebradas.

Así mismo, sufrió la pérdida de 3000 pies de tubería que fueron reemplazados con urgencia y en condiciones climáticas riesgosas, que lógicamente resultó en pérdidas económicas para la Empresa.

Resulta; por lo tanto, que la ruta actual ( Ver Fig. N° 1) que sigue el oleoducto de la Batería 175- Batanes a la Estación 172- Pariñas, representa un grave riesgo que se acentúa en la época de lluvias.

## **V.- METODOS DE FISCALIZACION DE PETROLEO CRUDO**

### **V.1. METODO DE MEDICION DE AFORO FISICO**

Los procedimientos para la medición manual de los tanques están descritos en el capítulo 3 –sección 1 del MPMS-API 2545 y basados en el uso de cintas de acero, las cuales se introducen por una escotilla en la parte superior de los tanques. Esta cinta ( wincha ) se debe mantener siempre en perfecta condición sin dobladuras y otros daños.

#### **V.1.1. MEDICION DEL NIVEL DEL LIQUIDO Y CORTE DE AGUA**

El equipo utilizado se muestra en la Fig. N° 2..

- a.- Winchas de acero graduadas en pies, pulgadas y octavas ó décimas de pulgada.
- b.- Plomada de bronce de 20 onzas mínimo de peso , suficiente para mantener vertical la wincha y graduada en pulgadas y octavas ó décimas de pulgada.
- c.- Regla de bronce, usada para medir el agua y graduada en pies, pulgadas y octavas ó décimas de pulgada.
- d.- Pasta para detectar agua, que se aplica sobre la regla con el fin de facilitar la lectura del corte de agua.

El volumen de petróleo crudo en un tanque puede ser determinado por los dos (02 ) siguientes métodos:

**V.1.1.1 Medida directa:** Es la distancia desde el fondo del tanque hasta la superficie del petróleo.  
Esta es la medida de la cantidad dentro del tanque.

**V.1.1.2 Medida Indirecta:** Llamado también ULLAGE, es la distancia medida desde la superficie del petróleo hasta la marca de referencia de la boca del tanque. Esta es la medida del vacío en el tanque. Con ésta podemos determinar el volumen de producto en el tanque.

Los tanques deben ser medidos antes y después de una entrega ó recibo de petróleo. El mismo método debe ser usado para ambas medidas ( ambas por medida directa ó ambas por medida indirecta ).

En las operaciones del Noroeste Peruano, el sistema utilizado es el de medida directa y existen tanques de techo fijo y tanques de techo flotante, estos últimos se encuentran en los patios de tanques, pues son de gran capacidad, y las mediciones de crudo en ellos se realizan como se observan en la Fig. N° 4.

El corte de agua presente en un tanque se determina por el Método de medida directa ó el de medida indirecta. Los principios para éstos métodos son similares para los que se usan para medir el nivel del líquido.

En el Noroeste, se utiliza el método directo bajando suspendido de un cordel, una regla de bronce de 3 pies de largo aproximadamente y cubierta con una película de pasta sensible al agua. Se baja hasta el fondo del tanque y se mantiene perpendicular durante un minuto hasta el cambio de coloración de la pasta. Se saca la regla y se lee el corte, considerando como contacto agua petróleo la marca nítida superior.

Para las operaciones de Fiscalización de petróleo se considera normalmente un período de reposo de 36 horas después de finalizada la transferencia y de media hora después del bombeo del tanque.

### **V.1.2. TOMA DE TEMPERATURA – API STB.2543 ASTM D1086**

Todo volumen de crudo medido, debe ser corregido al volumen que tendría si su temperatura fuese 60°F. El crudo aumenta su volumen cuando sube la temperatura y disminuye cuando baja la misma, por lo que las correcciones se hacen a 60°F como patrón Internacional.

El instrumento que se utiliza es el termómetro ASTM de inmersión total. Este está acoplado a una madera con ojal en la parte superior que permite ser acoplado a un cordel para introducirlo dentro del tanque.

El termómetro debe permanecer en el producto, a la profundidad deseada por  $\pm 5$  minutos, el tiempo para tomar la temperatura aumenta, con el aumento de la viscosidad y disminución de la gravedad API. Se retira el termómetro rápidamente después del tiempo requerido manteniendo al mismo dentro de la boca de medición para que la temperatura no varíe por acción del viento. Se lee la temperatura inmediatamente hasta el mas próximo 1°F.

### **V.1.3. TOMA Y CLASES DE MUESTRAS Y EQUIPOS – API, CAPITULO 8.1 DEL MPMS ASTM D4057**

Normalmente las muestra de crudo que se toman son usadas para determinar su calidad mediante la gravedad API y el contenido de agua y sedimentos básicos ( "BS&W" ).

Para tomar muestras usamos una botella de 1 litro con peso. La misma que esta provista de un tapón, el cual se puede jalar por medio de un cordel cuando la botella esta sumergida en el producto.

Las muestras pueden ser de 2 clases

- a. **Corrida:** La cual contiene producto tomado uniformemente desde el fondo hasta la superficie.

- b. **Fija:** Que contiene producto tomado a un determinado nivel. generalmente se usa fondo, centro y tapa.

La muestra corrida se utiliza para la determinación de la gravedad API del fluido. Las muestras fijas tomadas a un tanque, nos proporciona el contenido de agua y sedimentos del fluido (BS&W).

Cuando se toman muestras de fondo, centro y tapa, el BSW del fluido, es el promedio de los valores de cada muestra.

#### **V.1.4. DETERMINACION DE LA GRAVEDAD API – CAPITULO 9.1 DEL MPMS ASTM D1298**

Este método se basa en el principio de que la gravedad de un líquido varia con la profundidad de inmersión de un cuerpo flotando en él. La medida de la gravedad se toma con un instrumento llamado “Hidrómetro” de las cuales hay dos tipos de uso común: el tipo plano y el combinado termómetro – hidrómetro el cual es satisfactorio para usos de rutina.

Cuando se requiere mayor exactitud, la temperatura de la muestra se debe determinar por medio de un termómetro separado.

Para determinar la gravedad API se vierte la muestra en una probeta de vidrio tomando precauciones para evitar cambios apreciables de la temperatura de la muestra durante la prueba, se sumerge el hidrómetro suavemente, dejándolo que flote libremente en la muestra sin rozar en las paredes de la probeta.

Cuando el hidrómetro esté en reposo, leer la gravedad API en la escala graduada en el punto donde la superficie de la muestra corta aparentemente el vástago del hidrómetro.

Se toma la temperatura de la muestra y se corrige la lectura a 60°F utilizando la tabla 5A del volumen I – capítulo 11.1 del MPMS – API STD 2540 ASTM D1250, titulada “ Corrección de la Gravedad API observada a Gravedad API a 60°F.

#### **V.1.5. DETERMINACION DEL AGUA Y SEDIMENTO (BS&W) - CAPITULO 10.4 DEL MPMS – API STD 2542 – ASTM D96**

El equipo lo constituye una centrifuga, tubos cónicos graduados de 100 ml de capacidad y un baño de agua, capaz de mantenerse de 120°F a 140°F.

El procedimiento consiste en

Llenar cada uno de 2 vasos de centrifuga hasta la marca de 50 ml con Benzol 90% tolueno u otro diluyente; luego se añade 50 ml del petróleo a probarse agitándose la mezcla vigorosamente. Se sumergen los tubos en el baño hasta la marca de 100 ml, dejándolos a 120 °F durante 10 minutos. Luego se colocan los tubos en la centrifuga en lados opuestos para brindar un buen balanceo de la centrífuga poniéndola en marcha a 1500 RPM durante 10 minutos.



Se anotan los resultados obtenidos del agua y sedimento del fondo de cada tubo, luego se retorna nuevamente a la centrífuga cambiándolo de posición, centrifugándolos durante 10 minutos al mismo régimen, luego del cual se lee el volumen de agua y sedimento como se hizo previamente.

Esta operación se debe repetir hasta que la lectura combinada del agua y sedimento en cada tubo permanezca constante por 2 lecturas consecutivas. En general no se deben requerir mas de 4 centrifugadas. Se anota el volumen final de agua y sedimento de cada tubo y se reporta la suma de las 2 centrifugadas.

## **V.2. METODO DE MEDICION AUTOMATICA.**

### **V.2.1. DEFINICION DE UNA UNIDAD DE FISCALIZACION AUTOMATICA "LACT"**

Una Unidad de Fiscalización Automática "Lact" (Lease Automatic Custody Transfer) es un equipo que mide el volumen de fluido que esta en proceso de venta, previene la venta de crudo fuera de especificación, "monitorea" y colecciona una muestra representativa del fluido vendido.

### **V.2.2. DESCRIPCION DEL DIAGRAMA DE FLUJO EN UNA UNIDAD DE FISCALIZACION AUTOMATICA "LACT"**

El petróleo, después de circular por el Filtro de Sólidos, ingresa a la bomba pasando posteriormente por el sensor de "BS&W" verificando que el contenido de este en el petróleo no exceda el límite permisible.

El contenido aceptable de BS&W es prefijado en el monitor del panel del control, cuando el sensor detecta una cantidad superior al límite prefijado se activa la válvula de recirculación.

Se llama "prueba de medición" ó "corrida del medidor". El método utilizado en nuestra operación es el método volumétrico con desplazadores mecánicos. La mayor ventaja que tiene este método sobre los restantes es que los medidores son probados bajo las condiciones de flujo, temperatura y presión.

El principio básico de operación de los probadores con desplazamiento mecánico es el desplazamiento seguro y repetitivo de un volumen conocido y precalibrado entre dos detectores señaladores. De esta forma se determina la relación entre el volumen desplazado conocido y el volumen indicado, relación que se utiliza para determinar el factor de medición.

El múltiple "manifold" de recolección, con una válvula de 04 vías cambia alternativamente la dirección del flujo de la corriente medida a través del probador. Esto ocasiona que el desplazamiento del petróleo siga una trayectoria a través de la sección calibrada en dos direcciones, por lo tanto realiza contacto con las dos llaves detectoras.

Cada una de estas corridas se llama medio viaje y la suma de los dos es un viaje circular. Cuando comienza el medio viaje, el desplazador de líquido es forzado a moverse dentro de la cañería por el flujo del petróleo. Cuando el desplazador toma contacto con la primera llave detectora, la señal producida inicia el conteo de pulsos en un contador electrónico.

Los pulsos son totalizados hasta que el desplazador, toma contacto con la segunda llave detectora. En este momento, la puerta del circuito electrónico se cierra y no entra mas impulsos al contador. El desplazador continúa al final del probador y el petróleo pasa desde el probador al oleoducto. El segundo medio viaje empieza invirtiendo la posesión de la válvula de 04 vías y el flujo hace retroceder al desplazador en la cañería de prueba.

El contacto del desplazador con la segunda llave detectora completa un viaje circular. Los pulsos son totalizados hasta que el desplazador toma contacto con la segunda llave detectora. En este momento la puerta del circuito electrónico se cierra y no entran mas impulsos al contador. El desplazador continua al final del probador y el petróleo pasa desde el probador al oleoducto.

Los valores de los pulsos obtenidos son promediados y con este valor mas los correspondientes factores de ajustes por temperatura y presión, se obtiene el factor de corrección.

### V.2.3.- PROCEDIMIENTO DE FISCALIZACION DE CRUDO CON UNA UNIDAD DE FISCALIZACION AUTOMATICA "LACT"

Antes de iniciar el proceso de fiscalización se verifica:

- La calibración del monitor de agua básica y sedimentos "BS&W".
- La posición correcta de las válvulas según el medidor escogido.
- La medida inicial del tanque a fiscalizar.

Se insertará el boleto de fiscalización según el medidor ("Meter") que luego ingresa al extractor, donde el gas y el aire son separados del fluido y descargados para que no interfieran en la medición.

El equipo monitor permite obtener el porcentaje de agua en el petróleo circundante en forma instantánea; una vez que el petróleo pasó a la unidad de control es transferido a la unidad de medición. Al llegar a esta unidad, previamente pasa por un filtro extractor de gas y aire y luego por los medidores de desplazamiento positivo modelo Smith E3-51, donde es contabilizado.

La unidad cuenta con un sistema de muestreo de fluido circulante, que permite determinar la gravedad específica y el contenido de agua y sedimentos "BS&W" consistente en un regulador de volumen y una válvula solenoide de tres vías que actúa por medio de un contacto, una vez por cada barril que circula a través de los medidores.

El toma muestra, capta un volumen pequeño pero preciso del líquido de la corriente de flujo, el que es enviada a un recipiente vertical en el cual se deposita hasta el final de la venta, para su respectivo análisis.

El toma muestra esta instalado de forma vertical en un punto donde la turbulencia de fluido es alta, lo que asegura que la muestra tomada sea representativa. El volumen de muestra que se colecta dependiente de la cantidad de fluido a vender, tiene un transmisor de pulso para la toma de muestras, generando 1,000 pulsos por m<sup>3</sup> ( o por cada 6.29 barriles de crudo ) que circula a través del medidor (volumen recolectado 1.5 ml / bbl ).

Luego el petróleo ingresa al medidor en el que se registra los barriles de crudo transferido, quedando impreso en el boleto de fiscalización. La producción medida por el medidor es corregida en forma automática a 15 °C por un dispositivo llamado ATG que compensa los cambios de volumen por efecto de la temperatura. Este dispositivo se instala entre el medidor y el registrador y esta accionado por el eje de salida del medidor.

Cuando el contenido de agua excede el valor máximo admitido se produce el encendido de un dispositivo de control de tiempo y de una luz indicadora "exceso de BSW" o "Bad Oil" , si esta situación ocurre durante el tiempo pre establecido (15 seg.), el dispositivo de tiempo actúa sobre el solenoide de la válvula quedando ésta

sin energía, de esta manera la válvula de 03 vías abre su salida inferior y cierra su salida recta recirculando el petróleo para su tratamiento.

#### **V.2.4.- EL FACTOR DEL MEDIDOR**

El error de medición es determinado como un factor matemático que se utiliza para corregir el volumen medido y ajustarlo al verdadero. Este factor de corrección se conoce con el nombre de "factor del medidor" y se expresa con 04 decimales y es igual a la siguiente relación:

$$\text{Factor de medición} = \frac{\text{Volumen verdadero}}{\text{Volumen Medido}}$$

#### **V.2.5.- DETERMINACION DEL FACTOR DE MEDICION:**

El procedimiento por el cual se determina el factor de medición correspondiente, donde quedará registrado el número de barriles brutos transferidos, concluye en el laboratorio, determinando el contenido de "BS&W", la gravedad API y el valor de PTB.

Si el factor resultante se encontrará fuera de los límites de control, se usará el factor de la semana anterior y se programará la inspección inmediata del medidor.

Cuando se observen tendencias anormales de distribución de los factores dentro de los "límites de control", es conveniente verificar si el valor del coeficiente de expansión ATG está calibrado para el API del crudo transferido.

#### **V.2.6.- VENTAJAS DEL USO DE UNA UNIDAD DE FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA "LACT":**

- El sistema de medición automática "LACT", es un método que ofrece más exactitud y confiabilidad con respecto al método convencional de medición en tanque.
- Permite un ahorro considerable en Horas - Hombre.
- Permite detectar el % de agua y sedimentos "BS&W" que excede los límites de especificación de compra - venta con rapidez, evitando pérdidas de tiempo por suspensión de fiscalizaciones; y por lo tanto incentiva al personal a un mayor control de las transferencias al punto de fiscalización.
- La garantía de la operación de la unidad se basa en la calibración continua de sus medidores y en un adecuado programa de mantenimiento.

## **VI.- ALTERNATIVAS PARA IMPLEMENTAR UN NUEVO SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y FISCALIZACIÓN DEL CRUDO PRODUCIDO EN EL LOTE IX**

### **VI.1.- Generalidades**

El diseño de un oleoducto, por su importancia técnica y económica para las operaciones de producción de hidrocarburos; debe establecer los requisitos del sistema básico para proseguir con el diseño de detalle. Esto incluye selección del sistema, diseño de proceso, selección de ruta y estudio de factibilidad. Se seleccionan cuidadosamente los criterios que afectarán el diseño del ducto para el mejor funcionamiento del sistema.

El diseño del proceso determina los servicios e instalaciones que se necesitarán para el desarrollo del campo productor, los requisitos de transporte de la producción, la temperatura y presión a la cual trabajará el producto.

Toda esta información determinará el diámetro, el grosor mínimo de las paredes de la tubería y la graduación del acero. Se requiere una planificación preliminar de la ruta para evaluar el plan maestro del campo y determinar zonas donde se harán mas investigaciones y estudios para completar el criterio de diseño del sistema.

La determinación de la ruta del oleoducto se basa en estudios del terreno y del medio ambiente.

La ruta establecida durante la fase de planificación, tiene que ajustarse para evitar en lo posible, accidentes del terreno, obstrucciones encontradas durante los estudios preliminares, tales como fallas activas, elevaciones agudas de terreno, etc, si se requieren cambios mayores de la ruta inicial será necesario hacer nuevos estudios del terreno, tanto del suelo como de las presiones.

Hay que diseñar la ruta de tal manera que la tubería permanezca segura en su lugar, bajo cualquier prueba del medio ambiente físico, como son: deslizamientos, terremotos, etc.; tanto durante la etapa de construcción como durante el resto de su vida activa en el transporte de hidrocarburos.

Finalmente, considerando, el estado del actual oleoducto de la Batería 175-Batanes a la Estación de Bombas N° 172 - Pariñas, el riesgo de destrucción en tiempo de lluvias, la imposibilidad de recuperación, por la topografía accidentada, de derrames en caso de rotura, y por una mejor propuesta técnico - económica al programa de adecuación al medio ambiente; se propone las siguientes alternativas:

## VI.2. CONSIDERANDO EL REEMPLAZO TOTAL DEL OLEODUCTO:

### VI.2.1. CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO OLEODUCTO DE LA BATERÍA 175-BATANES A LA ESTACIÓN 172--PARIÑAS QUE INCLUYE CAMBIO DE LA TRAYECTORIA ACTUAL

Esta alternativa propone la construcción de un nuevo oleoducto de 3 pulgadas de diámetro y 27,000 pies de longitud, que parte de la Batería 175-Batanes, recorre los cuadrantes 9N10E, 9N9E, 9N8E, 9N7E y 10N7E, por la margen del acceso al Lote IX, intercepta a la carretera Panamericana Norte, baja aproximadamente 1640 pies hacia el Puente Pariñas, atraviesa la Panamericana Norte, continua en dirección Noroeste y a 2,600 pies aproximadamente retorna la trayectoria actual del oleoducto principal. Esta ruta es diferente al trayecto actual del oleoducto que se encuentra instalado paralelo al cause Sur de la quebrada Pariñas en su primer tramo:

#### a. DISEÑO TÉCNICO DEL OLEODUCTO:

##### DATOS:

|       |                                    |   |
|-------|------------------------------------|---|
| a.1   | Régimen de Bombeo: 3,000BPD        | = 0.1949 pie <sup>3</sup> /seg<br>= 87gls / min (*) |
| a.2.  | Gravedad API del crudo             | = 32.30° API  |
| a.3.  | Viscosidad del crudo               | = 72.77 SSU   |
| a.4.  | Viscosidad cinemática:             | = 14.9 x 10 <sup>-5</sup> pie <sup>2</sup> /seg     |
| a.5.  | Gravedad específica del crudo      | = 0.8637.   |
| a.6.  | Gradiente del crudo                | = 0.3740 psi/pie                                    |
| a.7.  | Elevación de Batería 175-Batanes   | = 440 pies  |
| a.8.  | Elevación de Est. De Bombas N° 172 | = 115 pies  |
| a.9.  | Longitud del oleoducto             | = 27,000 pies                                       |
| a.10. | Rugosidad de la tubería            | = 0.0046 pies                                       |

(\*) Se esta considerando la posibilidad de que se requiera transferir en un día el volumen equivalente al Tk -1637 de la Est, 172-Pariñas.

#### b. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO OPTIMO DEL OLEODUCTO

b.1 Máxima presión de trabajo de la bomba con lina de 3-1/2"φ = 505 psi.

b.2. Altura o cabeza "Head" disponible por la bomba:

$$\frac{505Psi}{0.3740} = 1350Pies$$

b.3. Ventaja estática = Elev. Est. 175 Batanes – Elev. Est. 172 Pariñas  
 = 440 – 115 = 325 pies

b.4. Cabeza total disponible: "HEAD" disponible por la bomba + ventaja estática  
 = 1350 + 325 = 1675 pies

b.5. Cabeza disponible = Pérdida por fricción ( $h_f$ ) = 1675 pies

b.6. Pérdida por fricción:

$$D^5 = \frac{8 \times 27,000 \text{ pies} \times (0.1949)^2 \times (\text{pie}^6 / \text{seg}^2) \times f}{(\pi)^2 \times 1675 \text{ pies} \times 32.17 \text{ pie} / \text{seg}^2}$$

$$D^5 = 0.01543f \dots\dots\dots(A)$$

b.7. Numero de Reynolds :

$$R_e = \frac{4 \times 0.1949 \frac{\text{Psi}^3}{\text{Seg}}}{14.9 \times 10^{-5} \frac{\text{Pie}^2}{\text{seg}} \times 3.1416} \times \frac{1}{D}$$

$$R_e = 1,666 \times \frac{1}{D} \dots\dots\dots(B)$$

b.8. Asumiendo:  $D = 0.2404$  Pies en la ecuación (B):

$$R_e = 6930$$

b.9. Cálculo de la rugosidad relativa con el valor de  $D = 0.2404$

$$\frac{E}{D} = \frac{0.0046}{0.2404} = 0.019$$

b.10. Con  $R_e = 6.9 \times 10^3$  y  $\frac{E}{D} = 0.019$  encontrados; obtenemos del diagrama de Moody el factor de fricción asumido:

El valor encontrado es:  $f = 0.0542$

c.4. Del gráfico de Moody:

$$f = 0.0529$$

c.5. Perdida de fricción:

$$h_f = \frac{f \times L \times V^2}{2 \times D \times g} = \frac{0.0529 \times 27000 \text{ pies} \times 14.41 \text{ pie}^2 / \text{seg}^2}{2 \times 0.2557 \text{ pies} \times 32.17 \text{ pie} / \text{seg}^2}$$

$$h_f = 1251 \text{ pies}$$

c.6. Aplicando Bernoulli:

$$h_{\text{bombs}} = h_f - (Z_A - Z_B)$$

$$h_{\text{bomba}} = 1251 + 115 - 440 = 926 \text{ Pies}$$

$$h_{\text{bomba}} = 926 \text{ Psi}$$

c.7. Potencia requerida por la bomba:

$$\begin{aligned} \text{POTENCIA} &= \frac{G.E. \times Q \left( \frac{\text{gal}}{\text{min}} \right) \times h_{\text{bomba}} (\text{Pies})}{3960 \times 0.8} \\ &= \frac{0.8637 \times 87 \times 926}{3960 \times 0.8} = 22 \text{HP} \end{aligned}$$

c.8. Volumen desplazado por revolución:

$$\text{Volumen} = 0.0225 \text{ Bls/Revolución}$$

c.9. Régimen de bombeo = 87 gal / min

$$= 2.07 \text{ Bls /min}$$

c.10. Velocidad de la bomba:

$$\text{SPM} = \frac{2.07 \text{ Bls/min}}{0.0225 \text{ Bls/Rev}} = 92 \text{SPM}$$



- b.11. Como el factor de fricción encontrado difiere del asumido, recalculamos a partir del punto b.8 con el valor de  $f = 0.0541$ , en forma iterativa hasta encontrar el mismo valor del factor de fricción:

Entonces :

$$D = (0.01543 \times 0.0541)^{1/5} = 0.2423$$

$$Re = 1666/0.2423 = 6875$$

$$E/D = 0.0046/0.2423 = 0.02$$

Del gráfico de Moody, encontramos  $f = 0.0541$ ; igual al valor de  $f$  asumido en b.12. Por tanto, el diámetro de la tubería requerida es:

$$D = 0.2423 \text{ pies}$$

**$D \approx 3$  pulgadas; Diámetro nominal**

### c. CALCULO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA BOMBA DE TRANSFERENCIA:

- c.1. Velocidad en la línea:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.1949 \frac{\text{Pie}^3}{\text{Seg}}}{\frac{\pi}{4} \left(\frac{3.068 \text{ pie}}{12}\right)^2} = 3.796 \frac{\text{pie}}{\text{seg}}$$

- c.2. Número de Reynolds:

$$R_e = \frac{DxV}{\frac{u}{\rho}} = \frac{0.2557 \text{ Pie} \times 3.796 \left(\frac{\text{Pie}}{\text{Seg}}\right)}{14.9 \times 10^{-5} \left(\frac{\text{Pie}^2}{\text{seg}}\right)} = 6541$$

- c.3. Rugosidad relativa:

$$E/D = 0.0046/0.2557 = 0.0179$$

c.11. Velocidad del motor:

$$RPM = \frac{P_B \cdot xGR \cdot xSPM}{P_m} = 1355 RPM$$

c.12. Velocidad del pistón del motor en pies / min:

$$Velocidad\ piston = \frac{2carrera(Pies)}{Revolución} \cdot xRPM = \frac{2 \cdot 4.665(Pies / Rev) \cdot 1355(Pies / min)}{12}$$

Velocidad pistón = 1054 Pies/min (Dentro de lo recomendado)

## VI.2.2. CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 17,300 PIES DE LONGITUD DE LA BATERÍA 175-BATANES AL CRUCE CARRETERA PANAMERICANA NORTE; E INSTALACIÓN DE UNA UNIDAD DE FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA "LACT" .

Esta segunda alternativa propone la construcción de un nuevo oleoducto de 3"  $\phi$  x 17,300 pies de longitud; de la Batería 175-Batanes al cruce con la carretera Panamericana Norte. La Unidad de Fiscalización Automática "LACT" se instalaría cerca a la Panamericana Norte; la cual descargará el petróleo fiscalizado al oleoducto de 12"  $\phi$  que viene de la estación Folche a Patio Tanques Tablazo.

Esta alternativa implica el retiro de la Empresa de la Estación 172-Pariñas; disminuir gastos y riesgos porque la ubicación propuesta le permitirá una posición más segura frente a una potencial ocurrencia en el futuro del "Fenómeno del Niño".

### a. DISEÑO TÉCNICO DE OLEODUCTO:

#### a- DATOS:

|       |  |   |
|-------|--|---|
| a.1.  | Bombeo: 3,000BPD = 0.1949 pie <sup>3</sup> / seg | = 87gl / min                                    |
| a.2.  | Gravedad API del crudo                           | = 32.30° API                                    |
| a.3.  | Viscosidad del Crudo                             | = 72.77 SSU                                     |
| a.4.  | Viscosidad cinemática                            | = 14.9 x 10 <sup>-5</sup> pie <sup>2</sup> /seg |
| a.5.  | Gravedad específica del crudo                    | = 0.8637.                                       |
| a.6.  | Gradiente del crudo                              | = 0.3740 psi/pie                                |
| a.7.  | Elevación de Batería 175-Batanes                 | = 440 pies                                      |
| a.8.  | Elev. cruce carretera Panamericana               | = 360 pies                                      |
| a.9.  | Longitud del oleoducto                           | = 17,300 pies                                   |
| a.10. | Rugosidad de la tubería                          | = 0.0046 pies                                   |

## b.- DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO OPTIMO DEL OLEODUCTO

b.1 Máxima presión de trabajo de la bomba con lina de 3-1/2"φ

Elevación = 500 psi.

b.2 "Head" disponible por la bomba:

$$\frac{505 \text{ Psi}}{0.3740 \text{ Psi/pie}} = 1350 \text{ pies}$$

b.3 Ventaja estática = Elev. Est. 175 Batanes – Elev. cruce Carretera Panam.

$$= 440 - 360 = 80 \text{ pies}$$

b.4. Cabeza total disponible = "HEAD" disp. por la bomba + ventaja estática.

$$= 1350 + 80 = 1430 \text{ pies}$$

b.5 Cabeza disponible = Perdida por fricción (hf) = 1430 pies

b.6 La pérdida por fricción:

$$hf = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V}{g} = \frac{8LQ^2 f}{\Pi^2 D^5 g}$$

despejando :

$$D^5 = \frac{8LQ^2 f}{\Pi^2 h q g}$$

b.7 Reemplazando valores :

$$D^5 = \frac{8 \times 17300 \text{ pies} (0.1949)^2 (\text{pie/seg}^2)}{(3.1416)^2 \times 1675 \text{ pies} \times 32.17 \text{ pie/seg}^2}$$

$$D^5 = 0.00989 f$$

b.8 Primera Ecuación:

$$D^5 = 0.00989 f$$

b.9 Teniendo en cuenta que el número de Reynolds es:

$$R_e = \frac{DxV}{\mu / l}; \text{ que } V = q/A, \text{ resulta:}$$

$$R_e = \frac{4 q}{(\mu/\rho)\pi} \times \frac{1}{D}$$

Reemplazando valores:

$$R_e = \frac{4 \times 0.1949 \text{ pie}^3 / \text{seg}}{14.9 \times 10^{-5} \text{ pie}^2 / \text{seg} \times 3,1416} \times \frac{1}{D}$$

b.10  $Re = 1666 / D$

b.11 Asumimos  $f = 0.052$ , en la Primera ecuación (Punto b.8) luego:

$$D = 0.2199 \text{ pies}$$

b.12 Reemplazando este valor encontrado de "D" en la segunda ecuación (punto 2,10); se tiene:

$$Re = 7576$$

b.13. Calculo de la rugosidad relativa, con el valor de "D" hallado en el punto b.11:

$$\frac{E}{D} = \frac{0.0046}{0.2199} = 0.0209$$

b.14. Con el numero de Reynolds y la rugosidad relativa encontrada en los puntos b.12 y b.13; respectivamente verificamos en el diagrama de Moody si le corresponde el Factor de Fricción asumido en el punto b.11:

$$\text{El valor encontrado es : } f = 0.048$$

b.15. Como el factor de fricción difiere del asumido; volvemos a calcular a partir del punto b.11, con el valor de  $f = 0.049$ , hasta encontrar el mismo valor del factor de fricción :

$$D = (0.00989 \times 0.049)^{1/5}$$

$$D = 0.2173 \text{ pies}$$

$$Re = \frac{1666}{0.2173}$$

$$Re = 9630$$

y:

$$\frac{E}{D} = \frac{0.0046}{0.2034} = 0.023$$

Del gráfico de Moody se encuentra:  $f = 0.049$  igual al valor encontrado en la última iteración.

b.16. Por lo tanto, el diámetro de la tubería requerida es:

$$D = 0.2173 \text{ pies} = 2.61 \text{ pulgadas}$$

Por lo tanto:

$$D = 3 \text{ pulgadas (Diámetro nominal)}$$

### **VI.2.3.- CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO OLEODUCTO DE LA BATERÍA 175-BATANES A LA ESTACIÓN 172-PARIÑAS, USANDO LA TRAYECTORIA ACTUAL**

Esta tercera alternativa propone reemplazar únicamente 20,178 pies de tubería de 3"φ y conservar la trayectoria del oleoducto principal actual.

El oleoducto principal actual, para un mejor análisis lo dividimos en dos (02) tramos:

a = Entre las Bat. 175-Batanes y el Puente Pariñas : 15,778 Pies

b = Entre el Puente Pariñas y la Est. 172-Pariñas : 12,348 Pies

Longitud total del oleoducto principal actual : 28,126 Pies

Se debe precisar, que el tramo "a" tiene en promedio 7948 pies de tubería de 3"φ que se encuentra en buenas condiciones, pues durante el Fenómeno del Niño de 1998 se tuvo que reemplazar tubería que fue arrasada por el desborde de la Quebrada Pariñas y también para sustituir tubería en mal estado.

El 90% de este tramo está ubicado sobre áreas compuestas en su totalidad por arenas erosionables.

El tramo "b"; tiene en promedio 4800 pies de tubería de 3"φ que se encuentra en buenas condiciones, también instalada en 1998; pero en contraste con el tramo "a", está ubicado sobre áreas de materiales rocosos y gredosos.

### **VI.2.3.1.- DISEÑO TÉCNICO DEL OLEODUCTO:**

El diseño técnico del oleoducto es similar al de los dos (02) casos anteriores, e igualmente se obtiene un diámetro de 3"φ para la tubería a utilizar.

### **VI.2.4.- CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO OLEODUCTO DE LA BATERÍA 175-BATANES A LA ESTACIÓN 172-PARIÑAS QUE INCLUYE CAMBIO DE LA TRAYECTORIA ACTUAL; USANDO TUBERÍA DE FIBRA DE VIDRIO.**

La alternativa de usar Fibra de Vidrio en el tendido de un nuevo oleoducto resulta después de analizar los tramos reemplazados debido a alta secuencia de roturas por debilitamiento de la tubería ocasionadas por la presencia de corrosión.

Considerando, la instalación de tubería primaria de 3 o 4" φ y la tubería de contención secundaria de 4 o 6 pulgadas de diámetro; en relación con la determinación del diámetro en base a los diseños vistos en las anteriores alternativas; creemos conveniente tener en cuenta las consideraciones siguientes para la instalación de un oleoducto usando tubería de Fibra de Vidrio.

#### **VI.2.4.1.- ALMACENAJE Y MANEJO**

##### **a. INFORMACIÓN SOBRE EMPAQUE, PEDIDOS Y ENVIOS**

La tubería viene en longitudes variadas (no fijas) comprendidas entre los 15 y los 22 ó 25 pies (5 y 6.7 ó 7.6 metros). El número de longitudes por fardo varía de acuerdo con el diámetro de la tubería. El cuadro No11, muestra el empaque normal para cada tamaño de la tubería.

##### **a.1. Empaque**

La tubería se suministra en un empaque de fábrica en fardos compactos y fáciles de manejar al momento, con capas protectoras en los extremos. Los accesorios y los adhesivos se empaquetan en cajas de cartón y se deben almacenar en un área seca. Si los accesorios se sacan de las cajas, proteger las campanas y espigas maquinadas de una exposición a la luz directa del sol.

##### **a.2. Almacenaje**

Se puede almacenar fardos con seguridad al nivel del piso o en estanterías con un espacio de apoyo de 10 pies (3 m) o menos. Evitar las cargas concentradas. Para evitar daños en la tubería, utilice apoyos con una superficie mínima de 4 pulgadas (100 mm). No almacenar sobre rocas u otros objetos duros que podrían causar un daño de carga concentrada. Cuando se requiere un almacenaje a la intemperie, revisar que las tapas protectoras de los extremos de la tubería estén en su lugar para proteger del desgaste a las espigas y al interior de las campanas.

### **a.3. Transporte**

Tener el cuidado necesario (razonable) al manejar la tubería y los accesorios. Al transportar del lugar de almacenaje al lugar de trabajo, no permita que la tubería se extienda más de 10 pies (3 m) fuera del camión o del remolque de plataforma; puede haber un daño permanente como resultado de un esfuerzo de flexión excesivo. Proteger la tubería para evitar daños por impacto y por carga concentrada. Durante el transporte, sujetar la tubería con afianzadores de cuerda de nylon o de cáñamo. Esto ayudará a evitar el movimiento anormal de tubería durante dicho transporte. Los apoyos de madera o acolchados son esenciales para las camas de camiones o de remolques que tienen bordes afilados (tales como las planchas de metal en la parte rasera del remolque de plataforma).

### **a.4. Carga y descarga**

La tubería se debe cargar y descargar manualmente cuando no está empatada. Se pueden utilizar los montacargas cuando se han utilizado paletas o la tubería se encuentra protegida apropiadamente de alguna otra manera. No lanzar o dejar caer la tubería y/o los accesorios del camión al suelo.

## **b. TRAZADO Y PREPARACIÓN**

### **b.1 Inspección**

Es necesario inspeccionar la superficie de la tubería y accesorios para detectar posibles daños ocurridos en el transporte y almacenamiento. Reparar o cortar las secciones de tubería dañadas. En el caso de los accesorios dañados, estos deben ser reemplazados.

El exponer las superficies conificadas a la luz directa del sol puede dar como resultado una pérdida en la resistencia de la unión. Es difícil establecer un tiempo límite fijo de la cantidad de exposición aceptable debido a que el grado de permanencia a la intemperie, la degradación de la superficie y los efectos subsecuentes en la resistencia de la unión varían enormemente dependiendo de la ubicación geográfica y de los factores que se le relacionan, tales como la cobertura de las nubes, las horas de temporada de la luz solar, la humedad, etc. Por lo tanto, se deben tomar los pasos necesarios en todo caso en el que se remuevan las cubiertas protectoras de las superficies conificadas y la exposición ultravioleta exceda a un día.

### **b.2. Organización del personal que realiza la instalación y el número de personas que componen el mismo.**

Cada instalación es diferente y los requisitos cambian dependiendo si la instalación es sencilla que consiste de tramos largos y rectos- o compleja. El tamaño de la tubería, la temperatura a la hora de realizar la instalación e influencia similares también afecta los requisitos por lo que se recomienda tener en cuenta el cuadro N° 12, antes de iniciar los trabajos.

Para la mayoría de las cuadrillas de servicio de tamaño promedio, se recomienda que como mínimo el número de trabajadores esté formado por 2 personas. Se aconseja que el número de trabajadores aumente a medida que el diámetro de la tubería aumente o cuando instale tubería de contención secundaria.

A continuación se presentan las pautas generales que corresponden a la mayoría de las instalaciones de tubería:

1. Organizar al personal para que el adhesivo se esparza sobre las superficies que se pegarán tan rápido como sea posible luego de mezclar dicho adhesivo-particularmente en climas extremadamente cálidos.
2. Planificar el Kit de adhesivo para que el personal no tenga que esperar mientras alguien va a traer otro Kit.
3. Planificar con anticipación antes de que el Kit de adhesivo se mezcle para que estén disponibles un número suficiente de adhesiones con el propósito de utilizar dicho Kit por completo.
4. Cuando la temperatura del ambiente se encuentre a 70°F (21°C), hacer planes que permitan que al finalizar el día de trabajo la curación al calor de todas las uniones hechas en el campo sean positivas.

### **c.- LISTA DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS**

#### **c.1. Equipo recomendado para el ensamblaje en climas por debajo de los 70°F (21°C)**

1. Fuente de calor para precalentamiento
  - a. Collar termoeléctrico.
  - b. Lámpara termoeléctrica portátil, o
  - c. Soplador de aire caliente.
2. En un medio para mantener los Kits de adhesivo ente los 70 y 80° F (21 y 27°C), utilizar una caja con una bombilla de 25 voltios o mantenga el adhesivo en una cabina de calefacción.
3. Fuente de curación auxiliada por el calor.  
Al utilizar los collares termoeléctricos asegurarse de que esté disponible una fuente de poder apropiada y de que los cordones de extensión sean del tamaño apropiado. Los requisitos de voltaje son los que se muestran en el cuadro N° 13.

A medida que la longitud del cordón de extensión aumenta la pérdida de poder en dicho cordón. El cuadro N° 14 muestra las longitudes máximas permitidas para varios tamaños de cordones.



#### **VI.2.4.2. EQUIPO RECOMENDADO PARA INSTALAR TUBERÍA PRIMARIA DE 2 A 4 PULGADAS (DE 50 A 100 MM).**

1. Prensa a cadena (montada en banco o portátil) capaz de asegurar el tamaño de tubería utilizada: Utilice almohadillas protectoras tales como secciones de tubería de fibra de vidrio del mismo tamaño, partidas longitudinalmente o una hoja de goma de 1/8 pulgada (3mm) de grosor para proteger la tubería de un daño causado por la abrazadera o por la cadena.
2. Herramienta para conificar.
3. Plumón de fieltro.
4. Equipo para cortar tuberías:
  - Sierra corta metales de dientes finos (32 dientes por pulgada).
  - Sierra de disco con hoja abrasiva para cortar (hoja de arenilla de carburo o de albañilería).
  - Sierra de sable con hoja de metal de dientes finos o de arenilla de carburo.
  - Sierra caladora con hoja abrasiva de arenilla de carburo,
  - Sierra tajadora
5. Envoltura (para marcar la tubería).
6. Llaves T. A. B. (para las uniones exclusivas).
7. Martillo de taller de 9 a 20 lbs. (de 4 a 9 Kg.) y un bloque de madera de 2 por 4 pulgadas (50 mm por mm.)
8. Soportes para tuberías ajustables.
9. Adaptador para unidad impulsora (opcional)
10. Collares termoeléctricos.

#### **VI.2.4.3. MÉTODOS DE UNIÓN**

##### **a. Conceptos Generales**

La clave para obtener una unión de la espiga y de la campana altamente confiable, pegada con adhesivo, es realizar una instalación apropiada.

Que los ángulos conificados de los extremos de la espiga y de la campana sean iguales hace posible que la unión se cierre al encajar la espiga dentro de la campana, de manera que se requiera una fuerza significativa para separarlas. El cierre apropiado es esencial.

Para obtener una resistencia óptima de la unión es esencial que haya una línea muy delgada de adhesivo (llamada línea de adhesión o línea de pegamento) Entre las dos superficies conificadas que encajan.

Las instalaciones que se realizan en climas fríos requieren procedimientos diferentes de los requeridos para instalaciones que se realizan en climas cálidos.

Una instalación apropiada da como resultado una resistencia en la unión equivalente a, o más fuerte que, la mayoría de los sistemas de tuberías.

Para obtener un sistema de tuberías de mayor confiabilidad es esencial que el personal que realice la instalación esté familiarizado con las técnicas de unión descritas.

Los métodos apropiados y seguros de prueba se recomiendan para asegurarse de que las uniones pegadas en el sistema de tubería hayan sido unidas y curadas apropiadamente.

#### **b. Método de unión de la campana y de la espiga**

La unión de la campana y de la espiga conificadas y pegadas con adhesivo es el método de unión primario para unir tuberías de 2 a 4 pulgadas (50 mm – 100 mm) a sus accesorios.

El método de unión primario para unir tuberías y sus acoplamientos (Fig. N° 6) es la unión T. A. B. (aterrajada y unidad). La acción de cierre mecánico – al combinarse con el adhesivo- promueve una composición positiva de la unión y evita un retroceso durante la curación del adhesivo.

La tubería se suministra con espigas T. A. B. y extremos T. A. B. Para las mismas. Se suministran tres acoplamientos de manguito por cada 100 pies (30.48 m) de tubería.

Los accesorios se fabrican para que encajen ya sea con una espiga conificada o con un extremo de espiga T. A. B. De la tubería. Las conificaciones se pueden realizar en el campo con herramientas especialmente diseñadas para este propósito.

Las campanas no se puede fabricar en el campo . Utilice una campana y acoplamiento acampanado cuando se necesite un extremo acampanado.

## **c. Recorte y conificación**

### **c.1. Recorte**

Para cortar la tubería utilizar uno de los siguientes elementos:

- Sierra corta metales de dientes finos (32 dientes por pulgada)
- Sierra de disco con hoja abrasiva para cortar (hoja de arenilla de carburo o de albañilería).
- Sierra de sable con hoja de metal de dientes finos o de arenilla de carburo.
- Sierra caladora con hoja abrasiva de arenilla de carburo, o
- Sierra tajadora (Fig. N°7)

## **d. Instalación**

### **d.1. Trazado de la tubería**

Es esencial que se realice una planificación anticipada del trazado de la tubería. Esto hará que las reparaciones del sistema se faciliten y puede reducir las cantidades de material requeridas, por lo que se recomienda:

- Colocar la tubería en un solo canal desde los tanques hasta los tubos verticales de ventilación utilizando la ruta práctica más corta.
- La tubería debe ir paralela a los tanques y a los distribuidores automáticos.
- Evitar colocar tubería transversalmente de los tanques.

### **d.2. Construcción de canales y colocación de relleno**

La construcción apropiada de los canales es importante. Estos deben ser los suficientemente anchos y profundos para que la tubería y el material de relleno se acomode.

Para averiguar las profundidades mínimas de entierro recomendadas consultar el cuadro N° 15.

- Típicamente toda tubería debe tener una inclinación de por los menos 1/8 de pulgada (3 mm. ) por pie en dirección al tanque.
- La tubería debe separarse por los menos entre una distancia de 4 a 6 pulgadas (de 100 mm. A 150 mm.).

- Comprimir cuidadosamente el relleno sobre el sistema de tubería y alrededor del mismo. La cantidad de compactación y el tipo de suelo determinan el módulo de dicho suelo. Por ejemplo, la grava tiene un módulo de 1,000 psi. (6.89 Mpa.) sin compactación (85% de densidad Proctor) para alcanzar un módulo de 1,000 psi. (6.89 Mpa.).
- Cubrir la tubería tan pronto como le sea posible después de finalizar una prueba con resultados positivos para eliminar la posibilidad de un daño a dicha tubería, de que la tubería flote debido a una inundación o de que la línea cambie de posición debido a derrumbes parciales o totales. Si se sospecha que existe un daño, se deben volver a probar las líneas.
- La tubería debe estar completamente rodeada con relleno selecto (arena o grava de 1/8 a 3/4 de pulgada de diámetro (de 3.2 mm. a 19.1mm). Los separadores que se han utilizado durante la instalación deben removerse antes de colocar el relleno. Nunca deben utilizarse materiales naturales para rellenar. En todo caso, nunca deben existir espacios vacíos (áreas que no tienen relleno) debajo o alrededor de la tubería. Se deben colocar seis pulgadas (150 mm. ) de relleno debajo de la tubería como material de colchón.

### **d.3. Unión del adhesivo**

En el cuadro N° 16, se enumera los Kits de adhesivo, es uso recomendado para los mismos y el número aproximado de uniones que

se pueden realizar por cada Kit. La duración de cada Kit está basada en una temperatura ambiente de 75°F (24°F).

#### **d.3.1.Limpieza de las superficies antes de aplicar el pegamento.**

- a.-** Se ha determinado que se requiere que se limpie la superficie que se pegará únicamente cuando dicha superficie (ya sea de la tubería o de los accesorios) se haya contaminado con grasa, aceite, tierra, huellas digitales, etc. Las espigas que se acaban de conificar o las espigas y campanas recibidas recientemente de la fábrica no requieren una limpieza con solvente a menos de que se pueda ver que están contaminadas. No se debe tocar las superficies que se pegaran, ni permitir que éstas se contaminen.

Los métodos de limpieza aceptados son los siguientes:

- Lijar toda la superficie hasta que el área contaminada sea removido. Sin embargo, este lijado debe ser suave (solamente lo suficiente) para evitar que se cambie el ángulo de la conificación.
- Cortar la superficie contaminada y reemplazarla con una nueva conificación o con un acoplamiento de manguito.

- Se pueden utilizar cepillos de alambre para limpiar las superficies T. A. B.; sin embargo, dichos cepillos deben estar limpios y libres de contaminación causada por el contacto con el aceite.
  - La contaminación causada por el polvo se puede remover al hacer un lavado con agua. Asegurarse de que las superficies estén secas antes de unirlos.
  - Es opcional el utilizar solvente como un método de limpieza.
- b. Las superficies que se pegarán deben estar secas, así es que se debe asegurar que todo el solvente se haya evaporado antes de aplicar el adhesivo.

#### d.3.2. Mezcla del adhesivo

- Cuando el clima esté fresco o el adhesivo se haya almacenado en un ambiente fresco (a 60°F <16° C > o menor temperatura) , precalentar los Kits del adhesivo hasta una temperatura inferior a los 80°F (27°F). En algunos casos, los endurecedores se pueden cristalizar.
- Vaciar todo el contenido del recipiente de endurecedor dentro de la lata de adhesivo base.
- Mezclar todo el adhesivo con todo el endurecedor. No derramar el endurecedor durante el proceso de mezcla.
- Mezclarlos hasta que e adhesivo tenga un color uniforme y hasta que al levantar el palillo para mezclar, dicho adhesivo caiga con un flujo consistente.

#### d.3.3. Duración de adhesivo

La duración o vida del recipiente es el tiempo que el adhesivo necesita para endurecerse dentro de la lata para mezclar. Este tiempo se mide desde el momento en que el adhesivo y el endurecedor se mezclan por primera vez. **La duración es más corta en temperaturas que sobrepasan los 70° F (21° C ) y se hace más larga a medida que la temperatura baja de los 70° F (21° C).** La cantidad de adhesivo mezclada así como la temperatura afectan la duración del mismo. Utilizar los siguientes métodos para aumentar la duración de los adhesivos:

- Agitar el adhesivo ocasionalmente durante su aplicación.
- Cortar la caja del adhesivo de manera que la altura de dicha caja sea la misma que la de la lata de adhesivo. Cubrir la parte interior de la caja con

trapos o servilletas y moje los trapos con solvente o hielo. No contaminar el adhesivo con solvente, hielo o agua.

- Si el adhesivo se calienta y empieza a endurecerse en el recipiente, no utilice este adhesivo para pegar una unión .
- Cuando se permite que el adhesivo se endurezca en el recipiente metálico, dicho recipiente puede alcanzar una temperatura de 400°F (205° C). No manejar los recipientes calientes sin guantes gruesos. Esta reacción exotérmica generará un humo denso y de mal olor. Por lo tanto, colocar el recipiente al aire libre, en un área abierta hasta que se enfríe. Evitar la inhalación del humo.

## **d.4 Ensamblaje de la unión**

### **d.4.1. Unión de la campana y la espiga**

La espiga debe estar alineada y conectada fijamente dentro de la campana.

Una unión enderezada o desalineada dará como resultado un mal cierre y una posible falla de la unión ya sea al probarla o en una fecha futura.

- Cuando la temperatura se encuentre a menos de 70°F (21° C), pre calentar las superficies que se pegarán (luego de que la unión se haya limpiado y el limpiador se haya evaporado). En temperaturas sumamente bajas la evaporación puede ser lenta. Utilizar un soplador de aire caliente y aplique el calor a la campana y a la espiga de manera uniforme hasta que al tocarlas se sientan tibias (no calientes). Comprobar la temperatura tocando el lado exterior de la campana y el lado interior de la espiga para evitar el contacto con las superficies limpiadas que se unirán. Si al tocarse se sienten calientes, primero dejar que se enfríen antes de aplicar el adhesivo. Si se utiliza un collar termoeléctrico para precalentar, junte la unión seca, luego calentar el diámetro exterior de la campana para evitar contaminar la espiga.
- Utilizar una broca para esparcir el adhesivo sobre ambas superficies, aplicando una capa delgada uniforme, como observa en la Fig. N° 8.
- El adhesivo siempre debe penetrar la superficie maquinada al aplicar presión durante la aplicación. Esto hará que la superficie maquinada "se moje bien" y que mantenga la línea de unión delgada requerida. Asegurarse de que el adhesivo penetre bien dentro de la campana, más allá de la profundidad de inserción y de que todas las superficies maquinadas y conificadas de las espigas y de los extremos cortados de la tubería estén cubiertos uniformemente. El tener adhesivo en exceso hará que el cierre de la unión sea más difícil y puede dar como resultado una restricción del flujo. Humedecer las superficies maquinadas con una capa delgada de adhesivo para producir una buena unión. Para evitar la contaminación primero aplique el adhesivo a la campana. Las conexiones para los accesorios se

realizan utilizando el método normal de campana y espiga. Una espiga aterrajada (T. A. B. ) puede unirse a una campana alisada (accesorio), o una espiga puede unirse a una campana aterrajada (T. A. B. ).

- Alinear y cerrar la unión. Para la tubería de 2 pulg. (50 mm.), inserte la espiga dentro de la campana hasta que las superficies hagan contacto, luego al mismo tiempo empujar y hacer girar dicha espiga hasta que se logre el cierre. Por lo general únicamente se necesita una rotación que se encuentre entre los 90 o los 180 grados. Para cerrar la unión de la tubería de 3 o 4 pulgadas de diámetro (76 mm y 100 mm. ) o para sus accesorios, no es práctico el empujar y el hacer girar, se debe utilizar una fuerza motriz.

Si el adhesivo o las superficies de la tubería están frías. Empujar y sostener por unos cuantos segundos para darle tiempo al adhesivo de que empiece a fluir de la unión conificada. Si se necesita fuerza adicional, el método preferido es el utilizar un mazo de caucho o un pedazo de madera fuerte y martillar para hacer que la tubería se una.

Comprobar el cierre moviendo el extremo libre de la tubería hacia arriba y hacia abajo o de un lado a otro. El movimiento debe ser suficiente para mover la unión que se está revisando. En la unión no debe existir ningún movimiento visible. Si cualquier movimiento existe, la unión no está cerrada y se debe repetir el procedimiento de ensamblaje de dicha unión. Al utilizar un martillo, colocar una tabla fuerte y plana sobre la campana (de 2 x 4 pulgadas < 50 x 100 mm > ) Los primeros golpes deben ser suaves para evitar toda tendencia que la unión tenga a salirse.

Cuando el adhesivo empieza a salir de la unión, golpear más fuerte. Es importante que la tubería esté alineada apropiadamente. Mantener la presión trasera en las uniones ensambladas previamente para evitar que se aflojen. Después de que la unión ha empezado a realizarse, golpear hasta el engrane pare, la unión está cerrada. Compruebe el engranaje apropiado.

No utilizar este método se golpearía el extremo de la espiga. Para tuberías de 2 a 4 pulgadas (de 50 a 100 mm. ) de diámetro es apropiado utilizar un martillo industrial de tres libras (4 Kg).

#### **d.4.2. Unión T. A. B.**

Los procedimientos de unión T. A. B. Siguen las operaciones normales de limpieza, mezcla de adhesivo, etc., de la campana y de la espiga, tal como se describen anteriormente. Las roscas de las superficies que se unirán están diseñadas para mejorar la confiabilidad de la unión, particularmente bajo condiciones adversas. Al unir tubería T. A., B. Se recomienda utilizar dos llaves T. A. B. Por separado, las llaves para cada tamaño de tubería como se observa en la Fig. N° 9

Las llaves se traban alrededor de la tubería y fuerzan a que la misma obtenga una leve forma de óvalo. Por lo tanto, dichas llaves deben colocarse entre 6 y 12

pulgadas de distancia de la unión (entre 150 y 300 mm. ) para asegurar una buena realización de dicha unión.

Si las llaves T. A. B. No se encuentran disponibles se pueden utilizar llaves de cinta como las de Ridgid N° 2P y para evitar daños en la pared de la tubería, es recomendable colocar la llave de cinta alrededor de la tubería. El uso no apropiado de las llaves de cinta pueden causar un daño de carga concentrada y/o causar que las malas uniones no se cierren.

Para poder obtener la experiencia necesaria para determinar la cantidad apropiada de torsión que se utilizará se recomienda el siguiente procedimiento:

- Cubrir con adhesivo todas las áreas maquinadas en la espiga y por lo menos ½ pulgada (13 mm.) más allá de la última rosca en la campana.
- Atornillar la tubería a mano asegurándose de que la unión no se enrosque mal. La tubería de dos pulgadas de diámetro (50 mm.) puede apretarse a mano. Utilizar llaves T. A. B. Para asegurar la realización completa de una unión en tuberías de 3 y 4 pulgadas (75 mm. Y 100 mm.) de diámetro.
- Comprobar el cierre al mover el extremo libre de la tubería hacia arriba y hacia abajo o de un lado a otro.

El movimiento debe ser suficiente para mover la unión que se está visible. Si existe cualquier movimiento, se debe continuar apretando hasta que no haya ningún movimiento visible.

Las conexiones de los accesorios se realizan utilizando los métodos normales de campana y espiga.

#### **d.5. Tiempo de secado del adhesivo**

El tiempo de secado es el tiempo requerido para que el adhesivo se endurezca en la unión ensamblada. El tiempo de curación depende del tipo de adhesivo y de la temperatura ambiente, tal como se muestra en el cuadro N° 17.

Es recomendable el uso de una fuente de calor externa para asegurar un secado completo de adhesivo cuando la temperatura ambiente está por debajo de los 70°F (21° C) . Es deseable pero no es necesario que la operación de secado siga inmediatamente después de la operación de unión . Sin embargo, es preferible unir únicamente el número de tuberías y accesorios que se pueden curar durante el mismo día.

##### **d.5.1. Secado de las uniones de la tubería**

- Colocar en el centro el collar termoeléctrico alrededor del área que se unirá y de la unión que se le aplicará al secado. Repetir este paso para todas las uniones que se aplicará el secado.



- Conecte el collar termoeléctrico a un enchufe de 110/120 voltios.
- Calentar las uniones durante el período de tiempo indicado en el cuadro N° 18.
- Permitir que la unión calentada se enfríe hasta que tenga una temperatura cómoda al tacto, antes de aplicar cualquier esfuerzo sobre dicha unión . Evitar el doblar o halar al estar en una temperatura alcanzada con las asistencia de una fuente de calor. El levantamiento normal necesario para remover el equipo que sirve de fuente de calor no dañará la unión. Cualquier esfuerzo que la tubería tenga debido a dobleces o hundimientos deben aliviarse antes de realizar el secado con calor.
- La tubería o los sub- ensamblajes se pueden mover antes del secado de las uniones siempre y cuando se tenga el cuidado de que el cierre de la unión no se altere. No se aconseja el doblar o realizar un movimiento excesivo.

#### **d.5.2 Secado de las uniones de los accesorios**

Al utilizar los collares termoeléctricos que se aseguran con correas y/o con broches de presión, el procedimiento general para el secado de las uniones de accesorios pegadas con adhesivo y en línea (de pared delgada), tales como los acoplamientos y los adaptadores roscados, es el mismo que se utiliza para el secado de las uniones de tubería. Sin embargo, debido a la diferencia en el tamaño del diámetro externo entre la tubería y los accesorios normales (de pared gruesa), considerar los siguientes pasos

- Colocar el collar termoeléctrico de manera que cubra la mayor parte del área pegada posible.
- Si el collar termoeléctrico no se puede cerrar, amarrar una cuerda o alambre alrededor del mismo para mantenerlo en su lugar.
- Al transcurrir la mitad de tiempo necesario para el secado, girar el collar termoeléctrico unos 180 grados para asegurar la cobertura completa del área pegada.
- Se puede utilizar el siguiente tamaño más grande del collar termoeléctrico para curar las uniones de accesorio de pared gruesa (tales como los codos y las tes). Cuando se utiliza un tamaño más grande, el collar termoeléctrico no tiene que girarse, pero el tiempo de secado se mantiene tal como se indica.

#### **d.5.3. Secado de las uniones de bridas**

La uniones de bridas se pueden secar con calor al poner el collar termoeléctrico al reverso, colocándolo dentro de la unión ensamblada.

Utilizar las servilletas de papel provistas en el Kit del adhesivo para remover el adhesivo excesivo del extremo de la espiga (dentro de la unión). Remover la mayor parte del adhesivo del interior de la brida limpiando con servilletas de papel secas. Utilizar servilletas de papel mojadas con solvente para completar la limpieza.

Únicamente utilizar el solvente suficiente para mojar las servilletas de papel y nunca verter dicho solvente sobre la unión.

Para mantener el collar termoeléctrico en su lugar, hacer una “prensa bridas” al cortar un pedazo de tubería del mismo tamaño y al remover luego una sección de 90 grados de la pared. Además el agregar ranuras (cortes axiales) en esta prensa harán más flexible. El collar termoeléctrico se puede enrollar alrededor de la prensa de bridas, colocando su superficie de calor hacia fuera. Luego la prensa se puede introducir para cubrir la unión pegada. Si al introducir la prensa de bridas es difícil comprimirla, utilizar prensas / el collar dentro de la unión más allá de la mitad o será difícil removerla (o). La longitud de la prensa debe ser mayor que el ancho del collar termoeléctrico para ayudar durante la remoción.

## **d.6. Conexión con otros sistemas**

Entre los adaptadores disponibles para realizar conexiones con otros sistemas se incluyen los siguientes: adaptadores roscados (de campana o espiga de roscas NPT < National Pipe Threads o BSP < British Standard Pipe>, casquillos reductores (NPT) y bridas.

Al utilizar adaptadores con extremos de espiga, puede que sea necesario el cortar una parte de la tubería de campana de fábrica si las roscas no están expuestas completamente.

### **d.6.1. Los adaptadores roscados (NPT o BSP) y los casquillos reductores (NPT)**

Antes de realizar conexiones roscadas, inspeccionar dichas roscas. Inspeccionar todas las roscas de acero y remover todo contrarroblón. Las roscas deben estar limpias y secas antes de aplicar el lubricante para las mismas.

Al utilizar adaptadores roscados, empaquetar al otro sistema antes de pegarlos a la tubería de filón de vidrio. De lo contrario, a menos que se utilice una unión, puede que sea imposible el girar el adaptador para que encaje con la rosca correspondiente. Obtendrá mejores resultados al utilizar una llave de correa y un lubricante para roscas libre de solvente, no metálico, de endurecimiento blando. El lubricante para roscas debe resistir los químicos del petróleo o del producto del alcohol que se transporte en el sistema de la tubería. No utilizar cintas selladoras de roscas. Para obtener mejores resultados, aplicar el lubricante para roscas tanto a la rosca macho como a la hembra. Después de apretar las roscas a mano, apretarlas entre una vuelta y 1 ½ vueltas para asegurar que el sellado se haya realizado apropiadamente.

Al utilizar casquillos reductores, dicho casquillo debe pegarse y secarse antes de que la rosca macho se atornille al mismo.

Para los adaptadores roscados se puede utilizar el adhesivo de la serie DS-8000 en vez del lubricante para roscas. Asegurarse de apretar los adaptadores roscados de la misma manera que se hace con el lubricante normal para roscas.

#### **d.6.2. Bridas**

Antes de pegar la brida a la tubería asegurarse de que los agujeros para pernos estén alineados a los agujeros para pernos de encaje del otro sistema. No colocar los pernos de la brida antes de pegarla a menos que la profundidad de inserción de la espiga se compruebe previamente para asegurarse de que parte inferior de dicha espiga no salga o se extienda a través de la brida.

Se requiere el uso de roldanas planas con todas las tuercas y todos los pernos. En cada brida se indica la torsión máxima permitida.

#### **d.7. Conexiones de manguera flexibles**

Es preferible utilizar empalmadores de manguera flexibles al conectar las líneas de tubería del producto y las líneas de recuperación de vapores que van al tanque de almacenaje subterráneo y al dispensador. El utilizar empalmadores flexibles en cada ubicación facilita la instalación y también puede ayudar a evitar el rompimiento de las líneas o de los accesorios en los cuales un asentamiento pudiera causar movimientos excesivos. Sin embargo, debido a las características de flexibilidad inherentes de la tubería de fibra de vidrio, puede que no se requiera de los empalmadores flexibles al realizar las conexiones a los tanques.

#### **d.8. Inspección de las posibles causas de falla en las uniones**

Entre las posibles causas de falla en las uniones mencionaremos las siguientes:

##### **d.8.1. Retiro de la unión**

Al ensamblar una unión de campana y espiga, normalmente se forma un reborde de adhesivo a la orilla de la campana. Si la unión no se cierra y se retrocede antes de que el adhesivo sea secado, el reborde ya no se encontrará a la par de la orilla de la campana. Para formar un buen reborde de adhesivo es mejor aplicar un exceso del mismo a la orilla de la superficie no maquinada de la espiga. El adhesivo excesivo en esta área forma un buen reborde a la orilla de la campana pero no obstaculizará la colocación de la unión.

##### **d.8.2. Unión enderezada**

Si una unión está enderezada o desalineada, generalmente habrá a un lado una gran brecha entre la campana y la espiga. El lado opuesto por lo

general tendrá una brecha más pequeña o no tendrá ninguna brecha. Un desalineamiento es más fácil de detectar si uno coloca su vista al nivel de la línea y observa la unión desde lejos.

Al utilizar la asistencia de una fuente de calor, la tubería se puede doblar si se encuentra bajo un esfuerzo mientras se realiza el secado. En este caso, es sumamente difícil determinar si la tubería se ha doblado debido al calor o si la unión está enderezada. Evite realizar uniones de tuberías y accesorios cuando la tubería esté experimentando un esfuerzo.

### **d.8.3. Secado no apropiado de la unión**

Si el reborde de adhesivo está suave o flexible, el adhesivo no está lo suficientemente secado. Si el reborde está curado, es firme y quebradizo cuando se revisa con un cuchillo. Cuando el reborde no está firme luego de estar expuesto a la temperatura y al ciclo de tiempo recomendados, entonces el adhesivo no se mezcló apropiadamente. En algunos casos, la capa superior del reborde tendrá color blanco y puede que en realidad sea pegajosa y suave en la superficie. Esto lo causa la absorción del agua en la superficie del reborde de adhesivo y revise el cambio de color en el fondo (por ejemplo el color blanco). Si todo el reborde es completamente blanco y pegajoso, entonces el adhesivo se contaminó con agua antes de que se aplicara a la unión. Esto también producirá un secado no apropiado de la unión. El reborde del adhesivo se curará más rápidamente que el adhesivo que se encuentra en la unión. Es importante que la unión no tenga presión hasta que haya pasado por el ciclo apropiado de tiempo y temperatura de secado. En las instrucciones empacadas con cada kit de adhesivo se incluye un cuadro de la temperatura contra el tiempo para aplicar presión.

Aunque las condiciones mencionadas anteriormente no incluyen todo, éstas son las indicaciones más comunes de que existe una falla en la obtención de una unión ensamblada apropiadamente.

Todas las uniones dañadas o ensambladas no apropiadamente deben reemplazarse.

## **e. Recomendaciones para la prueba**

### **e.1. Precauciones de seguridad**

Emplear el debido cuidado al instalar y probar el sistema de la tubería. En aplicaciones subterráneas, se sugiere que los tramos largos de tuberías se rellenen parcialmente en varios puntos para asegurarlos en su lugar. Todas las uniones y conexiones deben dejarse expuestas para su inspección.

El peso liviano, flexibilidad y elasticidad de la tubería de fibra de vidrio crean diferentes condiciones a las que se presentan en la tubería de acero. Si ocurriera una falla al probar la tubería de fibra de vidrio con aire o con gas, el sistema estaría sujeto a un latigazo considerable y a otras condiciones inducidas por un impacto,

debido a la liberación violenta puede causar lesiones personales severas o causar la muerte del personal que se encuentra en el área y puede además causar daños materiales a la tubería y a otra propiedad.

## **e.2. Procedimientos para la Prueba**

Los sistemas de tubería instalados deben probarse antes de usarse para asegurar la solidez de todas las uniones y conexiones. Al realizar las pruebas se deben evitar los oleajes de presión repentinos o los “choques de agua” ya que en algunos casos el oleaje o el choque pueden producir presiones cuyo factor es varias veces la capacidad nominal de la tubería y de los accesorios. Establecer un indicador de presión – no directamente sobre el sistema de tuberías. Se recomienda que el indicador de presión tenga como punto medio la presión de prueba.

El procedimiento normal recomendado es el de conducir una prueba de presión clínica hidrostática. El sistema de tuberías se somete a 10 ciclos en los que se hace una sobre presión con un factor de  $1\frac{1}{2}$  veces la presión de operación anticipada o diseñada. Para aplicaciones de baja presión es mejor utilizar la capacidad nominal de presión de la tubería como la presión de operación diseñada, por ejemplo, se debe realizar la prueba a un factor de  $1\frac{1}{2}$  veces de capacidad nominal cíclica. La presión de prueba no debe exceder un factor de  $1\frac{1}{2}$  veces de presión de operación de capacidad nominal máxima del elemento de menor capacidad nominal del sistema. Luego se mantiene la presión sobre el sistema por un periodo comprendido entre 1 y 8 horas mientras se inspecciona la línea para determinar si existen fugas.

## **f. Procedimientos de reparación:**

Para la tubería dañada o para las uniones con fugas, se recomienda únicamente los métodos de reparación indicados a continuación. No tratar de reparar los accesorios dañados. Para asegurarse de la solidez de la sección preparada realizado antes de poner la línea en servicio nuevamente.

Durante la reparación la tubería no puede estar bajo presión y el área que reparará debe estar limpia y seca durante todo el procedimiento.

### **f.1. Reparación de daño ocasionado por la intemperie**

Cuando las superficies de la tubería o de los accesorios están expuestas a la luz solar directa antes de su instalación, esto da como resultado una pérdida en la resistencia de enlace de la unión. Por lo tanto, si las cubiertas protectoras se han removido y la exposición a los rayos ultravioleta fue mayor a la de un día, se deben tomar los siguientes pasos:

1. Para los extremos de la espiga expuestos, córtelos entre  $\frac{1}{2}$  pulgada y 1 pulgada (entre 13 y 25 mm) del extremo y volver a conificarlos. Esto removerá la capa desgastada y le dará una nueva superficie a la unión.

Para los accesorios con extremos de espiga, a veces es posible lijar suavemente dicha espiga utilizando el mismo procedimiento que se usa para los extremos de la campana.

2. Para los extremos de la campana expuestos (tubería o accesorios), lijar completamente hasta que la superficie completa tenga la apariencia de ser nueva. Se recomienda lijar a mano con un papel lija de arenilla de 40 grados.

El usar solvente no remueve la degradación ultravioleta.

Los acoplamientos o campanas integrales con roscas TAB que se han sobreexposado se deben reemplazar.

## **f.2. Realización de remiendos a la Tubería**

Usar estas instrucciones para reparar el daño de la pared de la tubería cuando el área dañada tenga dos pulgadas (50 mm) de diámetro o menos.

1. Cortar un pedazo de tubería buena lo suficientemente largo para cubrir adecuadamente el área dañada y para que se extienda unas tres pulgadas (75 mm) (y preferiblemente unas cuatro pulgadas [100 mm] más allá de cada lado del área dañada.
2. Cortar este "remiendo" dos veces a lo largo y remueva una parte de manera que queden aproximadamente unos tres cuartos de la circunferencia.
3. Lijar completa la superficie interna del remiendo y lijar el área de la tubería correspondiente alrededor de la sección dañada. Utilizar papel de lija áspero, una lija, o una lijadora de disco para remover todo brillo de las superficies que se unirán.
4. Si se utiliza solvente para limpiar todas las superficies que se unirán, permitir que dicho solvente se evapore, luego aplica una capa gruesa de adhesivo a ambas superficies, coloque el remiendo en su lugar, cerrándolo de golpe, y aplique presión con abrazaderas de manguera o material para atar hasta que el adhesivo se endurezca. Las abrazaderas se pueden dejar puestas o se puedan remover después de el secado con calor, dependiendo de su valor de recuperación.

## **f.3. Reparación de daños extensos**

Cuando el área dañada en la pared de la tubería tiene más de dos pulgadas (50 mm) de diámetro, siga estas instrucciones:

**f.3.1.** Cuando el daño es local (menor de dos pulgadas [50 mm] de largo, pero más de dos pulgadas [50 mm] alrededor de la circunferencia de la tubería), revisar para observar si hay suficiente holgura en la tubería, para cortar la sección dañada. Si hay suficiente holgura, cortar la sección dañada, volver a conificar los extremos

cortados y pegar un acoplamiento de manguito entre los extremos conificados. Asegurarse de que las uniones se hayan cerrado y estén completamente secadas antes de realizar la prueba de presión de la reparación.

Si la tubería está enterrada, excavar un área de trabajo lo suficientemente amplia para permitir el giro de los instrumentos para conificar. Luego conifique los extremos cortados de la tubería e instalar el acoplamiento de manguito.

**f.3.2.** Cuando el daño es extenso (demasiado grande para reemplazarlo con un acoplamiento de manguito), cortar la sección dañada, conifique los extremos cortados e instalar dos acoplamientos de manguito y un tubo corto de rosca corrida. Este procedimiento requiere que haya suficiente holgura en la línea para realizar la unión al levantar la tubería (o moverla hacia un lado) para engranar la unión de campana y espiga. Por lo tanto, puede que sea necesario remover relleno adicional de una línea enterrada para permitir que la tubería se pueda mover varios pies (1 metro).

- a. Cortar la sección dañada de la tubería.
- b. Conificar un extremo de un pedazo de tubería que por lo menos sea tan largo como la sección dañada. Al conificar, observe cuidadosamente la posición de la boquilla del instrumento para conificar. Esta conificación se utilizará como un indicador. Corte esta boquilla a la longitud apropiada en los siguientes pasos.
- c. Cuando la tubería esté enterrada, excavar un área de trabajo lo suficientemente amplia para permitir el giro de los instrumentos para conificar. los extremos cortados de la tubería e instale los dos acoplamientos de manguito. Secar estas uniones y luego medir la brecha entre los acoplamientos de manguito, en este momento, determinar la longitud apropiada de la boquilla de la tubería. Esta longitud es la suma de la distancia entre los dos acoplamientos de manguito, de la longitud de inserción de los extremos conificados y una longitud adicional de composición "húmeda" para asegurar el cierre de la unión.

Para determinar la longitud de inserción de los extremos conificados, mover uno de los acoplamientos a un lado y utilice el extremo para reparar la boquilla hecha en el paso anterior para determinar como va a encajar en seco en cada campana. En encaje en seco deber ser muy apretado, por ejemplo utilizar un pedazo de madera de 2 por 4 pulgadas para empujar la unión y apretarla lo suficiente como para que sea difícil separarla. La longitud total de la boquilla de reparación se determina al sumar esta dos medidas a la distancia entre los acoplamientos de manguito y luego agregar las dos dimensiones de composición del cuadro N° 19.

Esta longitud agregada se necesita debido a la inserción adicional que ocurre debido a que el adhesivo actúa como un lubricante. Esta inserción adicional será mayor se al rendir no se logra un encaje en seco ajustado. También será diferente para cada tamaño de tubería.

Después de determinar la longitud final de la boquilla, cortar el otro extremo de dicha boquilla y conifíquelo, asegurándose de que la misma se encuentre sobre el instrumento de conificación exactamente en la misma posición que la primera conificación que se utilizó para medir la longitud de inserción.

- d. Si se utiliza solvente para limpiar las superficies que se pegarán, permitir que el limpiador se evapore. Luego aplicar el adhesivo a todas las superficies a unirse e insertar la boquilla en la línea, levantando dicha línea o moviéndola a un lado. El empujar la tubería de regreso en la línea empujará la boquilla dentro de la campana.

Asegurarse de que todas las conificaciones se han cerrado ajustadamente. Tenga cuidado de no levantar la unión.

#### **f.4. Uniones con fugas**

Se deben remover y reemplazar todas las uniones que se ha pegado con adhesivos y a los cuales se le han detectado fugas durante la realización de la prueba de la prueba de presión.

Al completar las reparaciones necesarias del sistema de tuberías, siga la secuencia de prueba, siga la secuencia de pruebas apropiada para verificar la integridad de dicho sistema.

### **VI. 2.4.4. Tubería de contención secundaria**

#### **a. Generalidades**

Antes de iniciar cualquier instalación es importante que todos los miembros del personal lean y estén familiarizados con los procedimientos de instalación.

El sistema de tuberías de contención secundaria está diseñado para utilizarse con la tubería para productos. El sistema de contención secundaria consiste de una tubería del siguiente tamaño mayor y de dos accesorios de dos piezas especiales.

Muchos de los procedimientos utilizados para instalar tubería del producto y la de sus accesorios también se utilizan para instalar la tubería y los accesorios de contención secundaria.

A continuación se encuentran algunas recomendaciones útiles de la Primera Parte

- a. Almacenaje y manejo
- b. Trazado y preparación
- c. Lista de herramientas y equipo

Para la instalación de pernos, utilice uno de los siguientes equipos:



1. Llave de impacto variable de 3/8 de pulgada ( 9.5 mm ) con un casquillo de 3/8 de pulgada ( 9.5 mm ).
2. Taladro de motor de velocidad variable de 1/4 de pulgada ( 6.4 mm ) con casquillo de 3/8 de pulgada ( 9.5 mm ).

Para instalar monturas se recomienda el siguiente equipo

Equipo para lijar:

- Lijadora mecánica con un disco para lijar de superficie áspera almohadilla flexible de arenilla de 40 grados, ó
- Lima de mano áspera

3. Sierra para agujeros circulares de dientes finos con taladro piloto.

4. Abrazaderas de maguito o instrumento para fajar "Band – It", lo suficientemente largos para asegurar las sillas a la tubería .(si se utilizan las fajas , es preferible utilizar el instrumento para fajar "Band- It" debido a que el mismo no deja flojedad en la banda cuando se remueve dicho instrumento.) Se recomiendan dos instrumentos "Band-It" para que la silla se pueda halar hacia debajo de manera uniforme utilizar bandas de 3/4 de pulgada ( 19 mm ) .

5. Corte y conificación

6. Instalación trazado de la tubería y diseño del canal, mezcla y secado del adhesivo

## **b. Componentes del sistema de tubería de contención secundaria**

### **b.1. Tubería de contención secundaria**

Los tamaños de la tubería de contención secundaria pueden apreciarse en el cuadro Nro. 20.

### **b.2. Accesorios de contención secundaria.**

Los accesorios de contención secundaria disponibles son: Tes, codos de 90", codos de 45" , acoplamientos, boquillas, accesorios de terminación (con o sin salidas roscadas NPT de 3/4 de pulgada), y sillas (en forma de campana o con salidas roscadas NPT)-

### **b.3. Adhesivo para la tubería de contención secundaria.**

Para los productos del petróleo, alcoholes y mezclas de alcohol y gasolina, utilice el adhesivo de la serie DS-8000 o de la DS-7000 para instalar sistemas de tuberías de contención secundaria. Al unir tuberías de contención secundaria a los accesorios y a unir accesorios a otros accesorios, se debe agregar al adhesivo un relleno de fibra de vidrio para asegurar el rendimiento óptimo de este tipo de unión pegada.

## **c. Preparación del Sistema**

### **c.1. Trazado de la tubería**

Antes de instalar el sistema de tuberías de contención secundaria revise y verifique las recomendaciones expuestas en las siguientes secciones para obtener una instalación apropiada:

1. Inspección Igual a la que corresponde a tubería de productos.
2. Número de personas que componen el personal de instalación y organización de dicho personal - Igual a la que corresponde a tubería de productos.
3. Trazado de la tubería, canales de tubería y en tierra - Igual a la que corresponde a tubería de productos.

La mayoría de los procedimientos normales para instalar un sistema de tubería de contención secundaria los puede manejar el mismo número de personas que componen el personal que instalarían un sistema de tuberías de producto de una sola pared. Es esencial que cada fase de la instalación se evalúe y que el número apropiado de trabajadores esté asignado para asegurar una instalación eficiente.

### **c.2. Preparación de la tubería y colocación y uso del instrumento.**

Cortar la espiga y acoplamientos de fábrica según sea necesario. Puede que se necesiten acoplamientos para reducir el tamaño de la tubería o para hacer tramos de tubería rectos. Se pueden necesitar espigas para los tramos de tubería o para hacer una conexión al resumidero de contención.

Los extremos de la tubería de contención que se unirán a los accesorios de contención secundaria deben rebajarse o lijarse completamente en un área mínima de tres pulgadas de largo (75 mm). Se deben remover todas las irregularidades de las superficies.

Ensamblar el alineador (mandrill) de tamaño apropiado y el sostenedor de la hoja para rebajar. Girar el cuerpo de la herramienta para que la hoja para rebajar se encuentre en una posición de 12 horas del reloj; esto asegura que la hoja se apoyará sobre el indicador.

Deslizar el indicador del tamaño apropiado hasta el fondo total del alineador (mandril). Insertar la hoja especial dentro del sostenedor de la hoja, hasta el fondo del cuerpo de la herramienta. Después de colocar la señal de referencia negra sobre el indicador que se encuentra bajo la hoja.

Asegúrese de que dicha hoja haga un contacto uniforme con el indicador y de que el sostenedor de la hoja esté apoyado sobre dicha hoja.

Utilizando las tuercas, pernos y roldanas suministradas, apretar cuerpo de la herramienta y el sostenedor de la hoja hasta que se fije en su puesto utilizando los

tornillos Allen suministrados y estos se deben colocar para que cada uno haga un leve contacto con la placa de apoyo. Los tornillos Allen únicamente evitan que el sostenedor de la hoja se abra durante su uso.

De esta forma, la herramienta ya esta preparada para remover (“rebajar) el brillo de resina de los extremos de la tubería de contención.

Después de remover el indicador, insertar la herramienta dentro de la tubería que se rebajará hasta que la punta de la hoja toque apenas el extremo de la tubería. La herramienta debe girarse en la misma dirección en la que se encuentra el lado ancho de la hoja, y se debe lograr que avance aproximadamente en incrementos de  $\frac{1}{4}$  de pulgada (6 mm) después de cada revolución, continuar la operación hasta que el brillo de resina se haya removido en un área de por lo menos 3 pulgadas de longitud (75 mm).

Un método alternativo para preparar los extremos de las tuberías es el de fijar con papel lija de entre 30 y 40 grados (granos) o con lija esmeril para remover todo el brillo de la superficie. **Los extremos de la tubería lijados siempre deben quedar ajustados sin holguras dentro del castillo del accesorio.** También se pueden utilizar lijadoras de correa, afiladoras mecánicas o una lima plana de corte áspero. El área lijada debe tener 3 pulgadas de longitud como mínimo (75 mm).

### c.3. Montaje de la tubería.

La tubería de contención se debe colocar sobre la tubería del producto. La pre instalación de la tubería de contención secundaria (únicamente) se logra con mayor éxito si se realiza al mismo tiempo que la tubería del producto se encaja en seco.

Esto acelera la instalación y evitará demoras innecesarias. Donde sea posible, colocar temporalmente las mitades de los accesorios de contención alrededor de los accesorios del producto. Esta medida ayudará a evitar que material extraño entre a la tubería de contención.

Los accesorios de contención deben instalarse y el sistema de contención debe probarse después de que el sistema de tuberías del producto se haya probado. No dejar rocas, grava, arena u otro escombros en el sistema de tubería de contención. Típicamente, la longitud de la tubería de contención se determina de la siguiente fórmula :

$L$  = Longitud total de la tubería del producto.

$X_1 - X_2$

Donde :

$X_1$  = accesorio # 1

$X_2$  = accesorio # 2

Utilizando el cuadro siguiente como guía y la Fig. N° 10 proceder de la siguiente manera :

1. Determinar la longitud de la tubería primaria.
2. Determinar los accesorios que se utilizarán en cada extremo de la tubería primaria. Encontrar los números correspondientes en el cuadro ( $X_1$  para el primer accesorio, y  $X_2$  para el segundo accesorio); restar de la longitud total. Este dato será la longitud de la tubería de contención

#### **c.4. Montaje del accesorio**

Todos los accesorios de contención consisten de dos mitades con bridas. La mitad inferior tiene roscados para facilitar el montaje.

Estos accesorios se ensamblan con adhesivo y con pernos de cabeza y rondana de  $\frac{1}{4}$  -20, los cuales se suministran con los accesorios. Se puede utilizar pernos normales de cabeza de seis lados de  $\frac{1}{4}$  -20x1 pulgadas de largo. Si se utiliza pernos normales de cabeza, colocar una rondana plana sobre el perno antes de realizar la torsión.

Las superficies pegadas de los accesorios de contención se suministran prelijados de fábrica. Los accesorios de contención secundaria de dos piezas se deben pegar utilizando una cantidad mayor de adhesivo de la que es necesaria para pegar las uniones de campana y espiga de la tubería del producto.

#### **d. Detalle del cruce en arco de la contención.**

##### **d.1. Preparación**

Al instalar un sistema de contención secundaria, un poco de preparación es necesaria si se requiere la separación más cercana posible de las líneas. Para minimizar el cambio general de elevación al instalar un cruce en arco de contención, es necesario acortar un lado del codo de contención de 45' y el tramo más largo de la T de contención.

Ver el cuadro No 23 para averiguar sobre la mayor longitud que se puede remover y para averiguar la longitud mínima de la boquilla de la tubería del producto y como la de la tubería de contención secundaria.

Para evitar la interposición de las tuberías, no ubicar dos accesorios de contención más cerca de lo que se muestra en el cuadro.

#### **e. Conexión de terminación.**

### **e.1. Terminación en el tanque de almacenaje.**

La terminación del sistema de tuberías de contención secundaria se logra en el tanque de almacenaje al utilizar un accesorio de terminación con una salida hembra roscada NPT. La salida de  $\frac{3}{4}$  de pulgada roscada permite un acceso para una prueba de detección de fugas.

### **e.2. Terminación en el dispensador.**

La terminación del sistema de tuberías de contención secundaria en el dispensador se logra al utilizar un accesorio de terminación con y sin una salida roscada NPT. Los adaptadores especiales y los acoplamientos de manguito se han maquinado en el diámetro exterior para encajar con los accesorios de terminación de contención secundaria. Las superficies no maquinadas se deben lijar para que encajen en los accesorios de contención secundaria.

### **e.3. Accesorios de Terminación (ver cuadro N° 24)**

Todos los demás accesorios de contención secundaria deben encajar con el diámetro exterior de la tubería de contención.

Se requieren los siguientes accesorios cuando una tubería de contención secundaria de 4 pulgadas (100 mm) termina y se conecta a una tubería del producto de 2 pulgadas:

1. Accesorios de terminación con o sin macho de 4 pulgadas x 3 pulg. (100 mm x 75 mm).
2. Casquillo reductor de contención secundaria de 3 pulg. x 2 pulg. (75 mm x 50 mm)<sup>(3)</sup>-
3. Adaptador roscado macho y de campana de 2 pulgadas (50 mm) para contención secundaria (diámetro exterior maquinado o lijado; Fig. N° 11).

### **f. Reducción en el tamaño del sistema de contención secundaria.**

La reducción en línea del tamaño de la tubería de contención secundaria se realiza utilizando un reductor concéntrico telescopio. Las reducciones se pueden hacer de 5 a 4 pulgadas (125 mm a 100 mm ) y de 4 a 3 pulgadas (100 mm a 75 mm). Ambos extremos del reducto concéntrico telescopio se pegan a un extremo rebajado o lijado de la tubería.

### **g. Sillas de contención secundaria.**

Varios tamaños de sillas reductoras están disponibles para la instalación de contención secundaria que requieren estaciones de acceso intermedio para detectar fugas visuales o electrónicamente.

Las sillas de contención se deben instalar antes de pegar y probar la tubería del producto. Los accesorios de terminación no funcionarán con adaptadores roscados hembra y de campana.

Utilizar el adhesivo de la serie DS-7000 o el de la DS-8000 al pegar las sillas a la tubería . Las conexiones roscadas deben hacerse con un conector flexible (como una manguera flexible) para eliminar el esfuerzo de flexión. Se debe apretar las roscas o si fuera bronce u otro material suave.

Para la instalación de sillas de contención secundaria; se recomienda el siguiente procedimiento:

1. Localizar la silla en la tubería y marcar alrededor de la base de dicha silla.
2. Utilizar una lima o papel lija áspero (de 40 grados o menos) para remover todo el brillo del diámetro exterior de la superficie de la tubería, donde se pegará la silla. Al lijar utilizar movimientos circulares o al azahar para eliminar ranuras en la superficie de la tubería.
3. Después de lijar, colocar la silla sobre la tubería y marcar el agujero que se cortará en dicha tubería.
4. Cortar un agujero del mismo tamaño que el de la salida de la silla utilizando un taladro piloto y una sierra perforadora de círculos de dientes finos. No forzar el cortador o este desgastará excesivamente las orillas del agujero.
5. Todas las superficies pegadas deben estar libres de contaminación.
6. Aplicar una capa gruesa de adhesivo al diámetro exterior de la tubería, el diámetro interno de la silla y a las orillas de la pared de la tubería que el agujero dejará expuesto.
7. Colocar la silla sobre el agujero y sujetarla con dos abrazaderas de manguera. Utilizando un desarmador, apretar las abrazaderas a mano alternando entre una y otra hasta que estén aseguradas y el adhesivo brote completamente alrededor de la silla. Esto asegurará que el diámetro exterior de la tubería se ajuste al extremo interior de la silla. Las abrazaderas se pueden dejar puestas o se pueden remover después de que la unión se haya secado y después de que el conector flexible se haya instalado en la salida.

La tubería del producto puede estar bajo presión si se ha terminado la prueba. No intentar instalar una silla sobre la tubería de contención si el sistema de tuberías del producto se ha instalado o se ha probado.

#### **h. Unión y secado del adhesivo**

## **h.1. Introducción**

Se deben revisar los procedimientos de instalación con los miembros del personal de instalación antes de unir los accesorios de contención de dos piezas. Se recomienda un mínimo de tres trabajadores para mantener la eficacia de la instalación: un trabajador para mezclar y aplicar el adhesivo a los accesorios de contención secundaria y dos trabajadores restantes para ensamblar y asegurar los accesorios con los pernos.

Se recomienda tener en cuenta el cuadro N° 25 para averiguar el número de accesorios de contención que se pueden pegar por cada kit de adhesivo.

El número de los accesorios de contención por cada kit de adhesivo se basa en la aplicación de adhesivo con un grosor mínimo de 1/16 de pulgada (1.6 mm) en ambas mitades del accesorio y en los extremos de la tubería.

## **h.2. Limpieza de las superficies que se unirán**

Se ha determinado que se requiere que la superficie a unirse se limpie únicamente cuando dicha superficie (ya sea de la tubería o de los accesorios) se haya contaminado por la grasa, aceite, tierra, huellas digitales, etc.

Las espigas y los rebajamientos que se acaban de conificar o las espigas o campana recibidas recientemente de la fábrica no requieren una limpieza con solvente a menos de que se pueda notar que estén contaminadas. No toque las superficies que se unirán, ni permita que estas se contaminen.

Los métodos de limpieza aceptables para la tubería de contención son los siguientes:

- Lijar todas las superficies hasta que el área contaminada se haya removido.
- Algunos quitagrasas y solventes son extremadamente inflamables.
- Nunca utilizar gasolina, aguarrás o combustible diesel para limpiar las uniones.
- Las superficies que se pegarán deben estar secas, por lo tanto, asegurarse de que todo el solvente se haya evaporado de las superficies antes de aplicar el adhesivo.

## **h.3. Realización de la unión**

Después de limpiar todas las superficies lijadas, aplicar una capa gruesa de adhesivo (con un mínimo de 1/6 de pulg. (1.6 mm) al área de la boquilla del accesorio de contención.

Cubrir liberalmente con adhesivo las bridas (las superficies planas unidas) de arribas mitades de los accesorios (con 1/6 de pulg. (1.6 mm) de grosor mínimo).

Después, aplicar una capa gruesa de adhesivo (con un mínimo de 1/6 de pulg. (1.6 mm)) a las superficies rebajadas o lijadas de los extremos de la tubería.

Armado el accesorio de contención colocando hacia abajo la mitad que tiene los insertos roscados hembra preinstalados.

#### **h.4. Realización del ensamblaje y colocación de pernos**

Utilizar los pernos suministrados con el accesorio para ensamblar dichos accesorios a la tubería. El utilizar una llave de aire o una eléctrica con un casquillo magnético facilitará enormemente el ensamblaje. Al empezar a colocar los pernos, permita que el perno empiece a entrar causándole una mínima presión a la herramienta. Una presión excesiva puede sacar el inserto del accesorio. Apretar los pernos alternadamente y con la misma fuerza. No exceder los 8 pies-lbs de torsión.

Asegurarse de que la tubería quede ajustadamente dentro de los extremos de los casquillos de los accesorios y de que no hayan brechas entre los extremos de la tubería y dichos casquillos.

#### **h.5. Precauciones**

Tener cuidado de no perturbar una unión de contención completada al ensamblar uniones adicionales. El adhesivo debe estar seco completamente antes de aplicar un esfuerzo a las uniones ensambladas. Cumplir con las siguientes precauciones :

#### **h.6. Secado del adhesivo**

Se deben usar las series de adhesivos DS-8000 o DS-7000 para unir los sistemas de contención secundaria que transportan productos del petróleo, alcoholes y mezclas de alcohol y gasolina. Para acortar el tiempo de secado se pueden utilizar los collares termoeléctricos o los Smith Heat Pack (paquetes de calefacción química). Se recomienda el uso de una fuente de calor externa para asegurarse de el secado completo del adhesivo cuando la temperatura ambiente esté por debajo de los 70°F (21°C).

Después del secado, no se debe manejar o utilizar la tubería hasta que la unión vuelva a su temperatura ambiente.

##### **h.6.1. Collares Termoeléctricos**

El tiempo de secado aproximado del adhesivo al utilizar collares termoeléctricos en accesorios de contención secundaria es de 25 a 35 minutos por unión, se requieren dos collares termoeléctricos para cada extremo pegado del accesorio de contención.

##### **h.6.2. Secado de las sillas**

El secado de las sillas se puede lograr al envolver un collar termoeléctrico sobre la salida de dicha silla. Para las instalaciones al aire libre, colocar resguardos contra el viento a ambos lados de la silla para prevenir una pérdida del calor.



Para las sillas, el tiempo de secado total debe ser de dos horas. Permite que la silla se seque y se enfríe y baje a una temperatura ambiente antes de realizar una unión o enroscar al tramo vertical de la T.

### **i. Recomendaciones de prueba para la tubería de contención secundaria**

Se puede probar la presión de la tubería de contención secundaria, en tamaños de 3 y 4 pulgadas de diámetro (75 y 100 mm), al instalar una Te en línea con un indicador de presión y una boquilla en la salida roscada de  $\frac{3}{4}$  de pulgada de un accesorio de terminación. Si una tubería de prueba se va a instalar temporalmente, tener cuidado de no apretar demasiado al instalar las roscas de la tubería de acero. Las roscas de fibra de vidrio se pueden dañar al remover las roscas de acero si éstas se aprietan demasiado. Utilizar únicamente un compuesto de tarraja no metálico de consistencia blanda al endurecer.

Se recomienda que la prueba de los sistemas de tuberías de contención secundaria de 3 y 4 pulgadas se realice con aire a presiones que no excedan los 10 psig (0.069 Mpa).

El lugar más práctico para introducir el aire para la prueba de la presión de la tubería de contención es la salida roscada ubicada en el accesorio de terminación cerca del tanque de almacenaje subterráneo. Es ventajoso el dejar el sistema haciendo sobrepresión hasta que la instalación se complete para monitorear posibles daños al sistema de tuberías de contención durante la construcción adicional.

La baja presión y bajo volumen del sistema de tuberías de contención secundaria hacen que la prueba de aire sea un procedimiento seguro si se siguen las precauciones para la seguridad de la prueba de aire.

### **j. Reparaciones**

Para la tubería dañada o para las uniones con fugas, se recomienda únicamente los métodos de reparación indicados a continuación. No trate de reparar los accesorios dañados. Al finalizar las reparaciones requeridas y antes de poner nuevamente la línea en servicio, siempre probar a presión el área reparada de acuerdo con los procedimientos descritos, para asegurarse de la integridad del sistema.

#### **j.1. Reemplazo de uniones de contención**

Ejemplo: Codo de contención secundaria de 90°

Al cortar, sacar y reemplazar un accesorio de contención secundaria, tener cuidado de no cortar la tubería primaria interna del producto.

1. Cortar el accesorio de contención secundaria y la tubería de contención secundaria alrededor de la circunferencia de la tubería primaria del producto. Remueva el codo de contención.

2. Produzca una boquilla de tubería de por lo menos 7 pulgadas (180 mm) de largo a cada lado de la unión al cortar alrededor de la circunferencia de la tubería de contención.
3. Remueva el brillo de la superficie de ambos extremos de las boquillas y de la tubería de contención utilizando una lijadora, una lima áspera o una lija esmeril de 30 a 40 grados. El área lijada debe tener 3 pulgadas de longitud como mínimo (75 mm).
4. Colocar las boquillas entre el nuevo codo de contención y los acoplamientos de contención de manguito. Puede que sea necesario remover secciones adicionales de la tubería de contención, para proveer el espacio para el acoplamiento.
5. Pegar el codo y los acoplamientos de contención de manguito en su lugar.

## **j.2. Reparación de daños extensos en la tubería**

Cuando el daño es menor de dos pulgadas de longitud (50 mm), pero es de más de dos pulgadas alrededor de la circunferencia de la tubería, se deben seguir los siguientes procedimientos de reparación:

Si la tubería está enterrada, excave un área de trabajo lo suficientemente amplia para permitir que se realicen las reparaciones. Se debe usar un acoplamiento de manguito de contención secundaria para realizar este tipo de reparación. Los acoplamientos de manguito de contención tienen 14 pulgadas de longitud (350 mm); por lo tanto, no remueva más de 7 pulgadas (175 mm) de tubería de contención.

Al cortar y sacar un área dañada extensa de la tubería de contención (únicamente), tener el extremo cuidado de no dañar la tubería interna del producto.

1. Después de cortar y sacar la sección dañada de la tubería de contención (no más de 7 pulgadas de longitud [75 mm]), rajar la sección de la tubería en mitad y luego se remueve.
2. Remueva el brillo de la superficie de ambos extremos de la tubería utilizando una lijadora, una lima áspera o una lija esmeril de 30 o 40 grados. El área lijada debe tener 3 pulgadas de longitud como mínimo (75 mm). Si el área se contamina, limpiar las superficies lijadas con solvente.
3. Mezclar el adhesivo con el relleno. Armar y pegar en su lugar el acoplamiento de manguito de contención y ocupar el calor para realizar la curación de la unión.
4. Después de que la sección reparada se haya secado, realizar la prueba de presión del sistema siguiendo los procedimientos indicados en la segunda parte.

### VI.3.4. Sistema de tubería telescópica

#### a. Sistema de tubería telescópica de contención secundaria red thread Ila

##### . Sistema telescópico

La Industria de la tubería de fibra de vidrio ofrece el sistema de tubería de contención secundaria RED THREAD IIA para utilizarse con los sistemas primarios. La tubería telescópica disponible en longitudes de 14 y de 22 a 25 pies (4,267 y de 6,706 a 7,620 mm), permite una inspección completa (del 100 %) de la tubería primaria del producto.

##### . Ensamblaje

Se debe utilizar las instrucciones para la instalación de la tubería de contención primaria y secundaria.

#### a.3. Descripción

Tres piezas de tubería de contención contienen la tubería del producto. Las tres secciones de tubería de contención consisten de dos piezas de tubería que es dos tamaños mas grandes que la tubería del producto. El utilizar esta "tubería anidada" permite "ver telescópicamente" una sección de la tubería hasta la sección adyacente. Por lo tanto, la tubería del producto está expuesta totalmente para su inspección.

#### a.4. Instalación

Para completar el sistema es necesario instalar dos reductores concéntricos que conecten los dos tamaños diferentes de tubería de contención. Ver cuadros Nros 26 y 27. Las longitudes de la tubería de contención se determinan utilizando las formulas y constantes "X" indicadas en el cuadro N° 27.

$$C = (A - X_1 - X_2) \div 2 \quad B = (C \div 2) - 1 \text{ pulg. (25 mm)}$$

Donde:

$$X_1 = \text{Accesorio \# 1}$$

$$X_2 = \text{Accesorio \# 2}$$

Esta ecuación se basa en el uso de reductores concéntricos en el sistema. Si se utilizan reductores excéntricos, en la ecuación B utilice 2 pulg. (50 mm) en vez de 1 pulg. (25 mm).

**Ejemplo:** Para una tubería del producto de 2 pulgadas (50 mm); Si A= 20 pies con 4 pulgadas (6,198 mm) de longitud total.

$$YX_1 = 2 \frac{1}{8} \text{ pulgadas (54 mm)}$$

$$YX_2 = 1 \frac{1}{8} \text{ pulgadas (48 mm)}$$

$$C = (20' 4'' - 2 \frac{1}{8}'' - 1 \frac{7}{8}'' ) \div 2 = 10 \text{ pies}$$

$$(6918 \text{ mm} - 54 \text{ mm} - 48 \text{ mm}) \div 2 = 3048 \text{ mm}$$

$$YB = (10 \div 2) - 1'' = 4' 11''$$

$$(3048 \text{ mm} \div 2) - 25 \text{ mm} = 1499 \text{ mm.}$$

Corte de las piezas :

$$C = \text{sección central}$$

$$= 10 \text{ pies de tubería de 4 pulgadas}$$

$$(3,048 \text{ mm} \div 2) - 25 \text{ mm} = 1499 \text{ mm.}$$

$$B = \text{secciones de los extremos}$$

$$= 4 \text{ pies con 11 pulgadas de tubería de 3 pulgadas (1,499 mm de tubería de 75 mm).}$$

## VII. EVALUACIÓN ECONÓMICA

### VII.1. CALCULO DE LAS INVERSIONES REQUERIDAS DE LAS ALTERNATIVAS PARA IMPLEMENTAR UN NUEVO SISTEMA DE TRANSFERENCIA Y FISCALIZACIÓN DEL CRUDO PRODUCIDO EN EL LOTE IX

A continuación se determina la inversión requerida por cada una de las cuatro (04) alternativas propuestas para implementar un nuevo sistema de transferencia del Lote IX a la Estación 172-Pariñas; la que nos permitirá usar un mejor análisis para encontrar la solución óptima.

En cada una de las tres (03) opciones que a continuación se presentan se considera tres alternativas que son el uso de tubería soldada, tubería enroscada y el uso de tubería de fibra de vidrio.

#### VII.1.1. ALTERNATIVA 1 :

##### **CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 3" $\phi$ DE LA BATERÍA 175-BATANES A LA ESTACIÓN 172-PARIÑAS, CAMBIANDO LA TRAYECTORIA DEL TRAMO ENTRE LA BATERÍA 175-BATANES Y EL PUENTE PARIÑAS:**

Como se menciona en el punto VI.2.1., esta alternativa propone el reemplazo total del oleoducto principal con tubería nueva de 3"  $\phi$ , pero variando únicamente la trayectoria del primer tramo: entre la Batería 175 - Batanes y el Puente Pariñas.

Las características principales del oleoducto son:

Longitud Total : 27000 pies  
 Diámetro : 3"  $\phi$   
 Soportes : El oleoducto está diseñado para ser instalado al costado de la carretera principal , lo que permitirá instalar soportes tipo "H", confeccionados de tubería de 2 3/8"  $\phi$  de cuarta condición.

En los cuadros Nros: 28,29 y 30; se presenta la inversión total para construir un nuevo oleoducto principal con tubería de acero de 3"  $\phi$  soldada y enroscada; y con tubería de fibra de vidrio de 3"  $\phi$ ; respectivamente.

#### VII.1.2. ALTERNATIVA 2:

##### **CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 3" $\phi$ DE LA BATERÍA 175-BATANES AL CRUCE DE LA CARRETERA PANAMERICANA NORTE E INSTALACIÓN DE UNA UNIDAD DE FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA (LACT)**

Como se menciona en el punto VI.2.2.; esta alternativa propone el retiro de los tanques 1637 y 1643 de las instalaciones de la Estación 172-Pariñas, el retiro del oleoducto de la margen izquierda de la Quebrada Pariñas; la reinstalación de los tanques 1637 y 1643 en la Batería 175 - Batanes conjuntamente con una Unidad de Fiscalización Automática (LACT); el tendido de un nuevo oleoducto de 3"  $\phi$  desde

la Batería 175-Batanes, a través de la vía de acceso al Lote IX que está ubicada sobre el Tablazo Batanes que carece de la topografía accidentada del área de la Quebrada Pariñas; para finalmente llegar a la intersección con la Panamericana Norte donde se conectará y descargará al oleoducto de 12"  $\phi$  que transfiere el crudo desde la Estación Folche hacia el Patio de tanque tablazo.

Las características principales del oleoducto son :

Longitud Total : 17,300 pies  
 Diámetro : 3"  $\phi$   
 Soportes : El oleoducto está diseñado para ser instalado al costado de la carretera principal de ingreso al Lote IX, lo que permitiría instalar soportes tipo "H", confeccionados de tubería de 2 3/8"  $\phi$  de cuarta condición.

Unidad de fiscalización Automática (LACT)

En los cuadros Nro. 31, 32 y 33 se presenta la inversión total para construir un oleoducto de 3"  $\phi$ , desde la Bat-175 al cruce con la carretera Panamericana Norte, considerando la instalación de una Unidad de Fiscalización Automática (LACT).

### VII.1.3. ALTERNATIVA 3:

#### **CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 3" $\phi$ DESDE LA BATERÍA 175-BATANES A LA ESTACIÓN 172-PARIÑAS USANDO LA TRAYECTORIA ACTUAL.**

Como se menciona en el punto VI.2.3.; esta alternativa propone reemplazar con tubería de acero una nueva de 3"  $\phi$  el oleoducto principal, conservando su actual trayectoria.

Las características principales del oleoducto son:

Longitud Total : 26,126 pies  
 Diámetro : 3"  $\phi$   
 Soportes : En el primer tramo entre la Bat-175-Batanes y el Puente Pariñas, debido a la condición del terreno y a la presencia de un gran numero de quebradillas se deberá usar soportes tipo "H" de 2.5 mts de altura y cables templadores con anclaje de cemento.

En el segundo tramo, desde el Puente Pariñas a la Estación 172-Pariñas, el terreno si permite instalar sin problemas soportes tipo "H" de medidas estándar.

En los cuadros Nro.: 34 y 35 ; mostramos la inversión requerida para construir el oleoducto con tubería soldada y enroscada respectivamente.

No recomendamos el uso de tubería de fibra de vidrio, por que las condiciones del terreno, mas aun en tiempos de lluvias; contribuiría a causar deslizamientos que podrían desestabilizar y quebrar la tubería de fibra de vidrio.

#### **VII.1.4. ALTERNATIVA 4 :**

**CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO OLEODUCTO DE 3"  $\phi$  DESDE LA BATERÍA 175-BATANES A LA ESTACIÓN 172-PARIÑAS CAMBIANDO LA TRAYECTORIA DEL TRAMO ENTRE LA BAT-175 BATANES Y EL PUENTE PARIÑAS, UTILIZANDO TUBERÍA DE SEGUNDA CONDICIÓN EXISTENTE EN EL LOTE IX.**

Esta alternativa se muestra de manera simplificada en el cuadro N° 36.

#### **VII.2. CUADRO COMPARATIVO DE INVERSIONES:**

En el cuadro N° 37 se presentan las inversiones requeridas para implementar cada una de las cuatro (04) alternativas propuestas.

#### **VII.3. RENTABILIDAD DE LAS INVERSIONES:**

En el cuadro N° 38 se presenta la rentabilidad de la inversión de cada alternativa.

## VIII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

La trayectoria del actual oleoducto, principalmente aquel tramo que atraviesa la pendiente accidentada entre la Bat. 175 - Batanes y el Puente Pariñas; resulta un serio peligro para detectar fugas por roturas y ofrecer respuesta rápida para corregir la fuga y recuperar el crudo derramado.

La antigüedad del oleoducto y la corrosión a causa del contacto directo del suelo, son factores determinantes para considerar como urgente el reemplazo del actual oleoducto.

Al reemplazar el actual oleoducto de la Batería 175-Batanes a la estación 172-Pariñas; debe considerarse el cambio de trayectoria; pues ha quedado demostrado que las épocas de lluvias por el "Fenómeno del Niño" se generan graves problemas que interrumpen la transferencia de crudo.

La instalación de una Unidad de Fiscalización Automática "LACT" es favorable porque permitirá simplificar las operaciones de fiscalización; resultando en un significativo ahorro de tiempo por parte del personal supervisor encargado de este trabajo.

La alternativa de dejar de utilizar la Estación 172-Pariñas y construir en la Batería 175-Batanes un único punto de almacenamiento antes de la fiscalización; no sólo permitirá a la Empresa disminuir el riesgo de permanencia física del oleoducto; sino también permitirá disminuir el riesgo de inversión que se presenta al tener que construir el sistema de tratamiento de efluentes líquidos (Poza °API y Poza de evaporación) en zona de peligro de inundación y/o deslizamientos por la falta de área disponible en la Estación 172-Pariñas.

La alternativa de construir un oleoducto de 17300 pies de longitud paralelo a la vía de acceso al lote IX; permitirá un constante y rápido control e inspección del mismo; disminuyendo riesgos de roturas, robo de tubería, etc.; y de una rápida respuesta en caso de reparación de fugas y recuperación del crudo derramado. Así mismo; se disminuirán los tiempos de transferencia de crudo y las horas de trabajo de las bombas de transferencia y del personal.

La alternativa de construir, sobre la zona del Tablazo Batanes, un nuevo oleoducto de 17300 pies de longitud y la instalación de una Unidad de Fiscalización "LACT", otorgará mayor seguridad al sistema y este no soportará similares consecuencias en épocas de lluvias, como es el caso del actual oleoducto pues las condiciones del terreno son mejores.

Los efectos ocurridos como consecuencia del "Fenómeno del Niño" del año 1998 han demostrado que la Estación de Bombeo No 172-Pariñas se encuentra



en área de alto riesgo de inundación por el agua de la Quebrada Pariñas y de deslizamiento de lodo proveniente del cerro que se encuentra en la parte posterior de la misma.

- Actualmente la Estación de bombeo No 172-Pariñas, carece de un sistema de control de incendios, lo que constituye un grave riesgo si se tiene en cuenta su lejana ubicación y el deterioro permanente de su vía de acceso.
- La alternativa inmediata que recomendamos realizar es la 4, que es la variante de la alternativa 1, pero usando tubería existente en el Lote IX; que implicaría una inversión de \$ 79,821.00 (Setenta y nueve mil ochocientos veintiuno 00/100 dólares americanos). Ver cuadro Nro 36. Sin embargo, la Empresa debe considerar la implementación de la alternativa 2, en caso que el Fenómeno del Niño se presente con mayor frecuencia y en mayor magnitud, entre otros factores importantes (Ver cuadro Nro. 37).
- Realizar la alternativa 2, implicaría no realizar la inversión de aproximadamente \$ 18,785.00 (Dieciocho mil setecientos ochenta y cinco y 00/100 dólares Americanos) en construir muros de contención, Poza API, Poza de evaporación en la Estación de Bombas 172-Pariñas, como lo exige el Programa de Adecuación al Medio Ambiente; pero se haría inversiones en el Lote IX para garantizar el almacenamiento, tratamiento adecuado de los hidrocarburos, además de los problemas de Medio Ambiente y Seguridad. A continuación se presenta la inversión requerida para realizar los trabajos arriba mencionados.

| DESCRIPCIÓN                        | COSTO                                       |
|------------------------------------|---|
| Elaboración del expediente técnico | 3500.00                                     |
| Trabajos preliminares              | 3840.00                                     |
| Obras de encauzamiento             | 22278.00                                    |
| Pozas API                          | 4026.28                                     |
| Pozas de evaporación               | 23634.91                                    |
| Pruebas                            | 350.00                                      |
| Costo directo                      | 54129.32                                    |
| Gastos generales                   | 8119.40                                     |
| <b>Costo Total</b>                 | <b>65748.72 Nuevos Soles<br/>18785 US\$</b> |

- Realizar la alternativa 2, nos permitirá disminuir el costo operativo por barril producido, tal como se indica en el siguiente cuadro:

| DESCRIPCIÓN  | ESTRUCTURA DE COSTOS |                   |
|--|----------------------|-------------------|
|  | ACTUAL               | CON ALTERNATIVA 2 |
| Volumen mensual promedio fiscalizado y vendido a Petroperu | 10500 bls            | 10500 bls         |
| Tiempo mensual promedio utilizado transferencia            | 105 hrs              | 65 hrs            |
| Costo promedio por transferencia (*)                       | 35 \$/hr             | 35 \$/hr          |
| Costo promedio mensual por transferencia                   | 3675 \$/mes          | 2275 \$/mes       |
| Costo promedio mensual por transferencia por barril        | 0.35 \$/bl           | 0.22 \$/bl        |

(\*) **Incluye** : Gastos por personal, por combustible, por vehículos, por bomba de transferencia, etc.

- El uso de tubería de fibra de vidrio sólo se recomienda para las alternativas 1 y 2, pues se ha comprobado en las reparaciones realizadas al actual oleoducto que la corrosión es también un serio problema que afecta al sistema. Aunque indudablemente el costo actual de la tubería de fibra de vidrio y la falta de antecedentes de su uso en oleoductos del Noroeste le crean desventajas al elegirla.
- De acuerdo a los resultados mostrados en el cuadro N° 38; confirmamos que las alternativas N° 2 y 4 son las que otorgan mayores rentabilidades; y que la alternativa N° 2 tiene mayor respaldo si se consideran los riesgos derivados por efectos del Fenómeno del Niño.