

**UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO – ECUADOR**

**UNIVERSIDAD HUELVA – ESPAÑA**

**“PLAN MAESTRO DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS DEL  
TERMINAL MARÍTIMO BALAO DE PETROECUADOR”**

**Germán Armando Torres Díaz**

Tesis de grado presentada como requisito para la obtención de título de Magister  
en Seguridad, Salud y Ambiente, con menciones en:  
Seguridad en el Trabajo e Higiene Industrial

Quito – Ecuador

Noviembre de 2009

**UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO – ECUADOR  
UNIVERSIDAD HUELVA – ESPAÑA**

**Colegio de Postgrados**

**HOJA DE APROBACION DE TESIS**

**“PLAN MAESTRO DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS DEL  
TERMINAL MARÍTIMO BALAO DE PETROECUADOR”**

**GERMÁN ARMANDO TORRES DÍAZ**

**Antonio Rodríguez de Prada, MSc  
Director de Tesis**



**José Garrido Roldan, MsC.  
Coordinador Académico de la Maestría en Seguridad, Salud y  
Ambiente de la U. de Huelva y Jurado de Tesis**

-----

**Carlos Ruiz Frutos, Ph.D  
Director de la Maestría en Seguridad, Salud y Ambiente de la U. de  
Huelva y Jurado de Tesis**

-----

**Luis Vásquez MsC.  
Director de la Maestría en Seguridad, Salud y Ambiente de la USFQ y  
Jurado de Tesis**

-----

**Dr. Enrique Noboa I.  
Decano del Colegio de Ciencias de la Salud**

-----

**Victor Viteri, Ph.D  
Decano del Colegio de Postgrados**

-----

**Quito, 5 de noviembre de 2009**

**UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO – ECUADOR  
UNIVERSIDAD HUELVA – ESPAÑA**

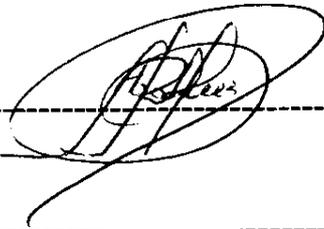
**Colegio de Postgrados**

**HOJA DE APROBACION DE TESIS**

**“PLAN MAESTRO DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS DEL  
TERMINAL MARÍTIMO BALAO DE PETROECUADOR”**

**GERMÁN ARMANDO TORRES DÍAZ**

**Antonio Rodríguez de Prada, MSc  
Director de Tesis**



-----

**José Garrido Roldan, MsC.  
Coordinador Académico de la Maestría en Seguridad, Salud y  
Ambiente de la U. de Huelva y Jurado de Tesis**

-----

**Carlos Ruiz Frutos, Ph.D  
Director de la Maestría en Seguridad, Salud y Ambiente de la U. de  
Huelva y Jurado de Tesis**

-----

**Luis Vásquez MsC.  
Director de la Maestría en Seguridad, Salud y Ambiente de la USFQ y  
Jurado de Tesis**

-----

**Dr. Enrique Noboa I.  
Decano del Colegio de Ciencias de la Salud**

-----

**Victor Viteri, Ph.D  
Decano del Colegio de Postgrados**

-----

**Quito, 5 de noviembre de 2009**

© Derechos de Autor

Germán Armando Torres Díaz

2009

© Derechos de Autor

Germán Armando Torres Díaz

2009

## **DEDICATORIA**

A Dios,  
a mi Padre,  
a Mery Sandra, esposa y compañera,  
a Marizabel y María Emilia, hijas admiradas y razón de vivir,  
por el amor, comprensión, esfuerzo, apoyo y sacrificio  
brindado durante estos dos años de estudios.

## **AGRADECIMIENTO**

Al señor Doctor Luís Vásquez Zamora, Director y Profesor de la Maestría de Seguridad, Salud y Ambiente de la Universidad San Francisco de Quito, por ser el precursor de la Gestión de Seguridad y Salud en el Ecuador y por el respaldo brindado en el desarrollo de la Maestría.

A mis profesores y Director de Tesis, por la transferencia del conocimiento de manera incondicional.

A la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador, y en particular al Ing. Alfonso Jimenez, por el apoyo brindado para permitirme la participación en la Maestría.

## **RESUMEN**

La prevención de riesgos laborales, debe ser integrada como un principio fundamental de gestión dentro de las organizaciones, más aún en la industria petrolera cuyas actividades son calificadas como del alto riesgo.

En este sentido es importante acotar que la prevención no se encuentra de manera independiente, sino cada vez más integrada a las variables de calidad, productividad, seguridad y medio ambiente, las cuales cada vez están más interrelacionadas entre sí: el poner bajo control estas cuatro variables supone indudablemente un coste, el cual generalmente se revierte en rentabilidad económica y rentabilidad social

Las técnicas de seguridad actuales se encaminan a disminuir la probabilidad del riesgo, medida de dos formas diferentes como probabilidad de fallo del ser humano, y como probabilidad de que este fallo alcance al propio hombre. Lo primero es corregido por los avances tecnológicos y los segundo mediante el alejamiento o sustitución de la mano de obra.

En esta línea la automatización de los sistemas de detección, alarma y supresión automática de incendios conlleva la reducción de la probabilidad de fallo del hombre y la de la exposición al riesgo, de igual manera constituyen la herramienta destinada a minimizar los daños, una vez que se ha producido un siniestro.

Esto hace que el diseño de los sistemas contra incendios en la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador, requieran una atención fundamental y especializada, por cuanto de su eficacia dependen vidas, bienes y la continuidad del negocio del Sistema Petroecuador.

## **ABSTRACT**

The labor risks' prevention must be integrated like a fundamental principle of management in the organizations, even more in the petroleum industry, because the activities are described as "high risk".

It is important to say that the "the prevention" can't be found alone; nowadays is more integrated to the variables of quality, productivity, security and environment, and these are more interrelated to each other. Putting under control these four variables, doubtlessly supposes a cost, which generally reverts in economic and social profitability.

The present safety techniques are pointing to reduce the probability of risks, it can be measured of two different ways: as a human's failure probability and the probability that this failure reaches the own human. The first one is corrected by the advance of the technology; and the second one can be corrected by the distance or substitution of manpower.

In this line the automatization of the detection systems, alarms and automatic fire suppression, entails the reduction of the human failure probability and the inappropriate overexposure of risks; in the same way, is the destined tool to minimize the damages, every time any situation take place.

This means that the design of the systems against fires AT THE PIPELINE OF PETROECUADOR, require a fundamental and specialized attention because of the effectiveness depends lives, goods and the continuity of business of the PETROECUADOR System.

## INDICE

<b>1.- INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1 Descripción de la Empresa. Proceso de Transporte de Crudo .....	1
1.1.1 Perfil del Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).....	2
1.1.2 Infraestructura del Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) .....	3
1.1.3 Descripción Logística .....	3
1.1.4 Características del Oleoducto .....	7
1.2 Problema que se pretende abordar: .....	7
1.3 Justificación del Estudio .....	10
1.4 Antecedentes, fundamentos teóricos y revisión de la literatura .....	11
1.4.1 Antecedentes .....	11
1.4.2 Fundamentos teóricos. ....	12
1.4.3 Normas aplicables. ....	14
1.4.4 Revisión de literatura .....	15
<b>2.- OBJETIVOS</b> .....	17
2.1 Objetivo general .....	17
2.2 Objetivos específicos: .....	17
2.3 Objetivos secundarios (colaterales): .....	17
<b>3.- METODOLOGÍA</b> .....	19
3.1 Tipo de estudio y de diseño: .....	19
3.2 Fases del estudio: .....	20
3.3 Análisis y evaluación de riesgos .....	20
3.3.1 Métodos cualitativos para análisis de riesgos .....	20
3.3.2 Métodos semicuantitativos para análisis de riesgos .....	21
3.3.3 Métodos cuantitativos para análisis de riesgos .....	22
3.3.4 Determinación de riesgos para el entorno .....	22
3.4 Análisis de riesgo de incendio .....	22
3.4.1 Codificación de riesgos .....	22
3.5 Metodología para la cuantificación de la carga térmica.- .....	24

3.6 Descripción de los agentes de extinción .....	26
3.6.1. Agua .....	27
3.6.2. Espuma .....	27
3.6.3. Anhídrido Carbónico .....	28
3.6.4. Polvo Químico Seco .....	28
3.6.5. FM 200 .....	29
3.7 Identificación de riesgos de incendio. ....	29
3.7.1. Identificación de riesgos de incendio en área de Tks. ....	33
3.7.2. Identificación de riesgos de incendio en el Terminal Marítimo Balao.....	34
3.7.2.1 Tanques de recuperación de crudo .....	35
3.7.2.2 Piscinas API.- .....	35
3.7.2.3 Generadores .....	36
3.7.2.4 Gasolinera y tanques de combustible.- .....	37
3.7.2.5 Bodegas.- .....	38
3.7.2.6 Cuartos de Control.- .....	38
3.7.2.7 Casa de campamento, casa de playa y oficinas centrales .....	39
3.8 Análisis de red de agua contra incendios del Terminal y área de Tks.....	40
3.9 Cuantificación de agua y agentes de extinción para la supresión .....	44
3.10 Sistema de Captación de agua .....	46
3.11 Filosofía de los métodos y sistemas de extinción de incendios a utilizar .....	48
<b>4.- PLAN MAESTRO DE PROTECCIÓN DE INCENDIOS.</b> .....	55
4.1 Plan maestro de protección contra incendios del área de tanques .....	55
4.2 Plan maestro de protección contra incendios del Terminal Marítimo Balao .....	61
<b>5.- CONCLUSIONES.</b> .....	65
<b>6.- RECOMENDACIONES</b> .....	67
<b>7.- BIBLIOGRAFÍA</b> .....	70
<b>8.- ANEXOS</b> .....	72

## INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico No. 1 Perfil del Sistema Oleoducto Transecuacuatoriano.....	3
Gráfico No. 2 Estaciones de Bombeo.....	4
Gráfico No. 3 Estaciones Reductoras de presión.....	5
Gráfico No. 4 Terminal Marítimo Balao.....	6
Gráfico No. 5 Terminal Marítimo Balao, Costa Adentro.....	6
Gráfico No. 6 Tanques de almacenamiento de petróleo .....	34
Gráfico No. 7 Generador del Área de tanques .....	34
Gráfico No. 8 Tanques de recuperación de Crudo .....	35
Gráfico No. 9 Piscina A .....	36
Gráfico No. 10 Piscina B.....	36
Gráfico No. 11 Generador del Terminal Marítimo .....	37
Gráfico No. 12 Gasolinera y tanques de combustible .....	37
Gráfico No. 13 Bodegas del Terminal Marítimo .....	38
Gráfico No. 14 Cuarto de Control .....	39
Gráfico No. 15 Punto #1 (Tubería de 6").....	41
Gráfico No. 16 Punto #2 (Tubería de 6") .....	41
Gráfico No. 17 Punto #3 (Tubería de 6").....	42
Gráfico No. 18 Punto #4 (Tubería de 6").....	42
Gráfico No. 19 Punto #5 (Tubería de 4").....	43
Gráfico No. 20 Punto #6 (Tubería de 4").....	43

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Codificación de riesgos. ....	23
Tabla 2. Niveles de riesgo intrínseco según la Carga Térmica Ponderada.....	25
Tabla 3. Tabulación de los coeficientes de peligrosidad de los productos.....	26
Tabla 4. Tabulación de los coeficientes del tipo de actividad.....	26
Tabla 5. Identificación de las áreas de riesgo.....	39
Tabla 6. Cuadro de la medición de espesores de la red de agua.....	43
Tabla 7. Resumen de las necesidades de agua en el área de tanques de Balao.....	45
Tabla 8. Resumen de las necesidades de agua en al área del Terminal.....	46

## INDICE DE ANEXOS

Anexo A. Cuantificación de carga térmica de Terminal Marítimo .....	73
Anexo B. Cuantificación de carga térmica de área de Tks.....	76
Anexo C. Identificación de áreas de riesgos en el Terminal y área de Tks.....	79
Anexo 1. Plano de planta del diagrama de red área de Tks. ....	83
Anexo 2. Plano de planta del diagrama de red del área del Terminal.....	85
Anexo 3. Cálculo de cantidad de espuma Tk. 51000 M3.....	87
Anexo 4. Cálculo de cantidad de espuma Tk. 800 M3.....	90
Anexo 5. Cálculo de cantidad de espuma para piscina “A”.....	92
Anexo 6. Cálculo de cantidad de espuma para piscina “B”.....	94
Anexo 7. Cálculo de cantidad de espuma para trincheras .....	96
Anexo 8. Cálculo de cantidad de CO2 para generador.....	98
Anexo 9. Cálculo de cantidad de polvo químico.....	100
Anexo 10. Cálculo de cantidad de espuma para gasolinera.....	102
Anexo 11. Cálculo de cantidad de FM 200 para sala de control.....	104
Anexo 12. Cálculo de cantidad de agua de enfriamiento para Tks.....	112
Anexo 13. Cálculo de duración de incendio en Tks. 51000 M3.....	114
Anexo 14. Cálculo hidráulico de la red de incendios área de Tks.....	116
Anexo 15. Cálculo hidráulico de la red de incendios del Terminal.....	131
Anexo 16. Diagrama de bloques del sistema de detección en el área del Terminal.....	142
Anexo 17. Diagrama de bloques del sistema de detección en el área de Tks.....	144
Anexo 18. Diagrama de red del sistema de detección del área del Terminal.....	146
Anexo 19. Diagrama de red del sistema de detección del área de Tks.....	148
Anexo 20. Simbología mecánica utilizada en planos.....	150
Anexo 21. Identificación de nodos y conectores en el área del Terminal.....	152
Anexo 22. Identificación de nodos y conectores en el área de Tks.....	154
Anexo 23. P&ID de la red de agua y espuma del SCI para el área de Tks.....	156
Anexo 24. P&ID de la red de agua y espuma del SCI para el área del Terminal.....	162

## INDICE

1.- INTRODUCCIÓN .....	17
1.1 Descripción de la Empresa. Proceso de Transporte de Crudo .....	18
1.1.1 Perfil del Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) .....	19
1.1.2 Infraestructura del Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) .....	19
1.1.3 Descripción Logística.....	20
1.1.4 Características del Oleoducto .....	23
1.2 Problema que se pretende abordar:.....	24
1.3 Justificación del Estudio.....	27
1.4 Antecedentes, fundamentos teóricos y revisión de la literatura.....	28
1.4.1 Antecedentes.....	28
1.4.2 Fundamentos teóricos.....	29
1.4.3 Normas aplicables.....	32
1.4.4 Revisión de literatura.....	33
2.- OBJETIVOS .....	34
2.1 Objetivo general.....	34
2.2 Objetivos específicos:.....	34
2.3 Objetivos secundarios (colaterales):.....	34
3.- METODOLOGÍA.....	36
3.1 Tipo de estudio y de diseño:.....	36
3.2 Fases del estudio:.....	37
3.3 Análisis y evaluación de riesgos.....	37
3.3.1 Métodos cualitativos para análisis de riesgos.....	38
3.3.2 Métodos semicuantitativos para análisis de riesgos.....	38
3.3.3 Métodos cuantitativos para análisis de riesgos.....	39
3.3.4 Determinación de riesgos para el entorno.....	39
3.4 Análisis de riesgo de incendio .....	40
3.4.1 Codificación de riesgos .....	40
3.5 Metodología para la cuantificación de la carga térmica - .....	41
3.6 Descripción de los agentes de extinción.....	44
3.6.1. Agua .....	45
3.6.2. Espuma.....	45
3.6.3. Anhídrido Carbónico.....	46
3.6.4. Polvo Químico Seco.....	47
3.6.5. FM 200.....	47
3.7 Identificación de riesgos de incendio.....	47
3.7.1. Identificación de riesgos de incendio en área de tanques de almacenamiento de petróleo .....	52
3.7.2. Identificación de riesgos de incendio en el Terminal Marítimo Balao .....	53
3.7.2.1 Tanques de recuperación de crudo .....	53
3.7.2.2 Piscinas API- .....	54
3.7.2.3 Generadores.....	55
3.7.2.4 Gasolinera y tanques de combustible.-.....	56
3.7.2.5 Bodegas.-.....	56
3.7.2.6 Cuartos de Control-.....	57
3.7.2.7 Casa de campamento, casa de playa y oficinas centrales.....	58
3.8 Análisis de red de agua contra incendios en el área de Terminal Marítimo y tanques de almacenamiento.....	59
3.9 Cuantificación de agua y agentes de extinción para la supresión.....	63
3.10 Sistema de Captación de agua.....	66
3.11 Filosofía de los métodos y sistemas de extinción de incendios a utilizar.....	67
4.- PLAN MAESTRO DE PROTECCIÓN DE INCENDIOS.....	74
4.1 Plan maestro de protección contra incendios del área de tanques.....	74
4.2 Plan maestro de protección contra incendios del Terminal Marítimo Balao.....	81
5.- CONCLUSIONES.....	85
5.1 Terminal Marítimo Balao.....	85
5.2 Área de tanques de almacenamiento .....	85
6.- RECOMENDACIONES.....	87
6.1 Área del Terminal Marítimo Balao.....	87
6.2 Área de tanques de almacenamiento .....	87
6.3 Recomendaciones generales.....	88
7.- BIBLIOGRAFÍA.....	89
8.- ANEXOS .....	¡Error! Marcador no definido.



## **1.- INTRODUCCIÓN**

En el presente capítulo se expondrá el origen y fundamento del proyecto, así como sus objetivos, alcance y justificación de manera introductoria al desarrollo de los posteriores capítulos.

A la vez se describirá también el entorno en el cual se desarrollan las diferentes fases del sector hidrocarburífero en el Ecuador, así como también los diferentes factores que intervienen en la operación del SOTE.

Actualmente la industria hidrocarburífera en el mundo constituye la principal fuente de energía para el desarrollo de la sociedad; consecuentemente esta demanda ha incrementado los volúmenes de producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización en los países productores de crudo.

Este incremento conlleva también el aumento del riesgo intrínseco de incendio, en las instalaciones hidrocarburíferas. Eventos que cuando se han suscitado han generado grandes pérdidas de vidas humanas, materiales, daños al ecosistema e interrupción de la continuidad del negocio.

En el Ecuador la industria del petróleo cumple un papel fundamental en el desarrollo socio económico del país, por cuanto contribuye en la dinamización y fortalecimiento del aparato productivo, constituyéndose también en el eje principal de la economía, pues contribuye con el mayor porcentaje de los ingresos del fisco ecuatoriano.

Para el efecto la actividad petrolera ecuatoriana cuenta con los procesos de exploración y explotación, transporte y almacenamiento, industrialización y comercialización, los mismos que podría verse afectados por una interrupción de la producción, generados por eventos de incendios en el proceso de almacenamiento de petróleo.

## 1.1 Descripción de la Empresa. Proceso de Transporte de Crudo

La Gerencia de Oleoducto de Petroecuador operadora del Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), es una de las empresas del Sistema Petroecuador que tiene como **misión:**

Transportar eficientemente el petróleo crudo por sistemas de oleoductos, asegurando la entrega oportuna para la exportación y refinación, con un verdadero compromiso de preservación de los ecosistemas.

El SOTE impulsará la promoción de su trabajo con el fin de posicionarse, como una institución líder en el sector de transportación de petróleo crudo. Dentro del marco de la misión establecida para el SOTE para el período 2006 al 2010, estamos definiendo el lugar en donde vemos a nuestra institución al 2010.

Esta visión de futuro se ha definido y compartido con todos los integrantes de la institución, tomando en consideración los escenarios viables, quedando de manera explícita de la siguiente forma:

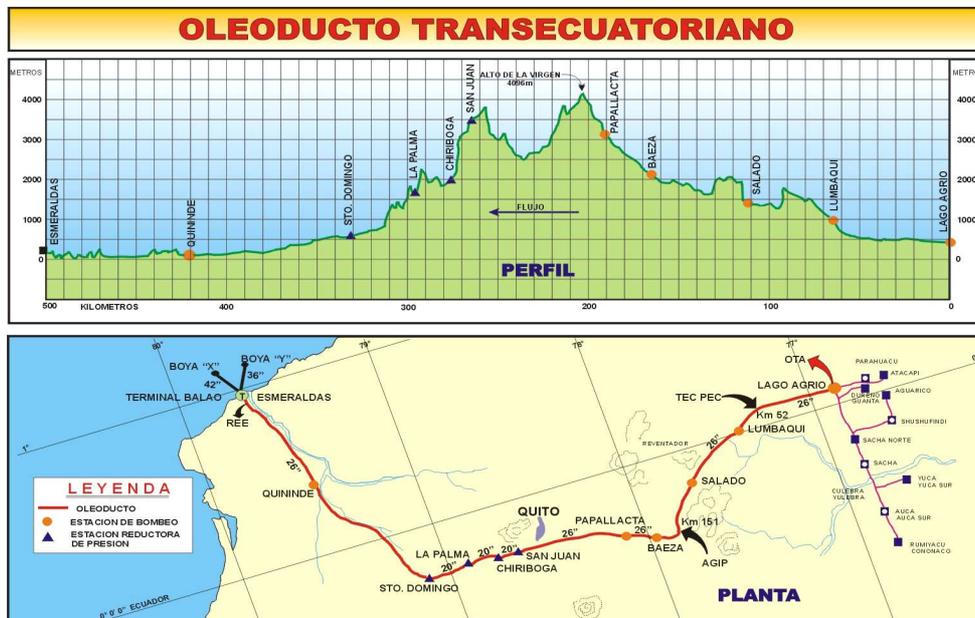
**VISIÓN:** Somos y seguiremos siendo la primera empresa del país en la transportación de petróleo por Oleoducto y nos hemos posicionado en esta actividad como líderes en la entrega oportuna de volúmenes programados, optimizando los costos con seguridad, salud, medio ambiente y calidad.

Para lograr esta misión y visión se requiere tomar decisiones que estarán enmarcadas en un conjunto de principios que se deben compartir con todos los integrantes de la institución, como también se encuadra dentro de un proceso de mejora continua tendiente a optimizar los actuales procesos existentes en la organización.

### 1.1.1 Perfil del Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)

El Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), inició su operación en el año 1972, tiene una longitud de 497,7 Km. Se inicia en la cabecera de tanques de almacenamiento en la Estación de Lago Agrio (provincia de Sucumbíos) con una altura de 298 msnm, atraviesa la cordillera de los Andes alcanzando una altura de 4,060 msnm y termina en las bridas de conexión a los buque-tanques en las mono-boyas en la ubicación “X” y “Y” en el Terminal Marítimo de Balao, en Esmeraldas.

Gráfico N° 1  
Perfil del Sistema Oleoducto Transecuatoriano



Fuente: Gerencia de Oleoducto de Petroecuador

### 1.1.2 Infraestructura del Sistema Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)

En cuanto a su infraestructura cuenta con ocho (8) tanques de almacenamiento de 250,000 Bbl. en Lago Agrio, seis (6) estaciones de bombeo: Lago Agrio, Lumbaqui, Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé; cuatro (4) estaciones reductoras de presión: San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo; el Terminal Marítimo de Balao con diez (10) tanques de

almacenamiento de 320,000 Bbl. Y un Terminal de carga de buque-tanques con dos monoboyas costa afuera. Adicionalmente, dispone de un sistema electrónico de supervisión y adquisición automático de datos, SCADA entre Lago Agrio y cada estación de bombeo; así como un sistema integral de comunicación de radio y teléfono digital y las áreas necesarias para el apoyo logístico y de mantenimiento.

### 1.1.3 Descripción Logística

#### Estaciones de Bombeo

El SOTE actualmente cuenta con seis estaciones de bombeo, que sirven para bombear el crudo por la tubería desde Lago Agrio hasta vencer la cordillera en la Población de Papallacta. Posteriormente y luego de descender hasta Santo Domingo, nuevamente es bombeada en la estación Quinindé

Gráfico N° 2

Estaciones de Bombeo

Estación	Ubicación (km)	Altitud (msnm)	Potencia (HP)
Lago Agrio	0,00	297	17.500
Lumbaqui	66,57	850	17.500
El Salado	111,72	1.289	12.950
Baeza	164,08	2.002	20.300
Papallacta	189,29	3.009	20.300
Quinindé	420,25	97	12.600
<b>Total (HP)</b>			<b>101.150</b>



Fuente: Gerencia de Oleoducto de Petroecuador

Las estaciones ubicadas en el Oriente (Lago Agrio, Lumbaqui, El Salado, Baeza y Papallacta) tienen 7 unidades de bombeo en paralelo, mientras que la estación de Quinindé tiene 3 unidades de bombeo conectadas en serie.

Además, las estaciones cuentan con: sala de control, tanques de almacenamiento de combustible, sistemas de generación eléctrica, sistema contra incendios, sistema de

comunicaciones y campamento. En Lago Agrio se dispone además de bodegas, talleres de mantenimiento, laboratorio de lubricantes, salas de bombas booster y estación de despacho de combustibles interno.

La estación de Lumbaqui es la encargada de coordinar la inyección en el kilómetro 51 de la producción de la compañía TECPEC, con la estación de Lago Agrio. La estación de Baeza es la encargada de coordinar con la estación de Lago Agrio la inyección de la producción del Bloque 10 (compañía AGIP OIL), en el kilómetro 151.

### **Estaciones Reductororas de Presión:**

El SOTE cuenta actualmente con cuatro estaciones reductoras de presión, las mismas que tienen como objetivo reducir la presión de la columna de crudo en la tubería desde la población de San Juan hasta Santo Domingo de los Colorados. Estas se detallan a continuación:

Gráfico N° 3

Estaciones Reductororas de presión

<b>Estación</b>	<b>Ubicación (km)</b>	<b>Altitud (msnm)</b>
<b>San Juan</b>	261,68	3.497
<b>Chiriboga</b>	273,62	1.998
<b>La Palma</b>	295,96	1.613
<b>Santo Domingo</b>	329,87	566



Fuente: Gerencia de Oleoducto de Petroecuador

Las estaciones reductoras de presión cuentan con: sala de control, sistema de generación eléctrica, sistema contra incendios, sistema de comunicaciones y válvulas reductoras de presión.

## **Terminal Marítimo Balao;**

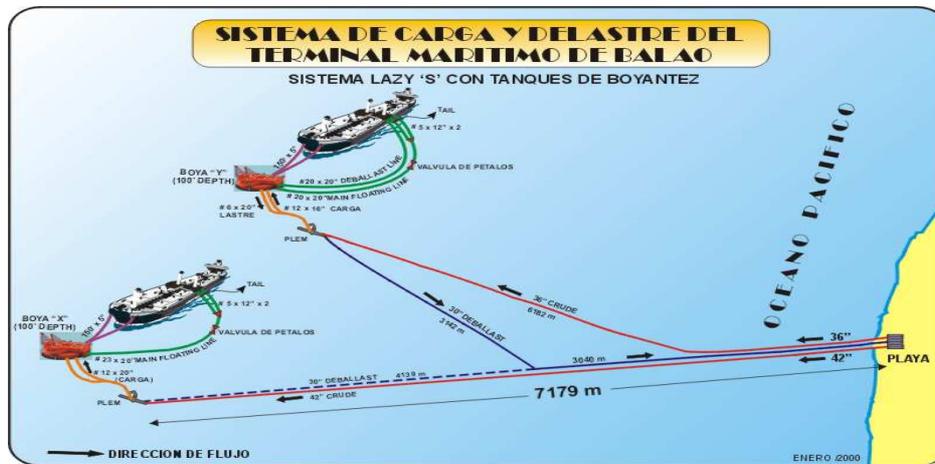
Es la estación N° 11, en donde termina el SOTE, es la responsable de recibir el crudo del oriente, almacenarlo, coordinar la operación de recepción de crudo de la Refinería de Esmeraldas y de embarcar el crudo para su exportación.

Gráfico N° 4  
Terminal Marítimo Balao



Fuente: Gerencia de Oleoducto

Gráfico N° 5  
Terminal Marítimo Balao, Costa Adentro



Fuente: Gerencia de Oleoducto

### Capacidad de bombeo del SOTE:

El Sistema Oleoducto Transecuatoriano tiene las siguientes capacidades de bombeo:

360.000 BPPD para crudo de 23,7° API

390.000 BPPD para crudo de 23,7° API, utilizando químico reductor de fricción

### Capacidad de almacenamiento:

El Sistema Oleoducto Transecuatoriano dispone de las siguientes capacidades de almacenamiento de crudo:

1.500.000 Barriles en Lago Agrio

3.220.000 Barriles en el Terminal Marítimo de Balao

### 1.1.4 Características del Oleoducto

El Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), tiene una Capacidad de Transporte de 360,000 BPD para crudo de 23.7° API y 390,000 BPD utilizando químico reductor de fricción; con una longitud de 497.7 Km.; cuenta con una Potencia Instalada de 101,150 HP en sus seis estaciones de bombeo: Lago Agrio, Lumbaqui, El Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé; cuatro estaciones reductoras de presión: San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo y un Terminal Marítimo en Balao – Esmeraldas.

La tubería del Oleoducto Transecuatoriano fue diseñada inicialmente para transportar 410.000 BPD con un API de 30° (capacidad instalada), sin embargo la capacidad de transporte utilizada es de 360,000 BPD para crudo de 23.7° API y 390,000 BPD utilizando químico reductor de fricción.

En la ciudad de Lago Agrio existen 8 (ocho) tanques de almacenamiento de crudo, cada uno de una capacidad nominal de almacenamiento de 250.000 Barriles, lo que da una capacidad de almacenamiento total de 2'000.000 Barriles. Estos tanques son alimentados por oleoductos secundarios que vienen de las estaciones centrales de producción, y de las operadoras internacionales privadas que tienen convenios de participación con el estado ecuatoriano.

En la ciudad de Esmeraldas en el Terminal Marítimo, existen 10 (diez) tanques de almacenamiento de una capacidad nominal de 322.000 barriles, lo que una capacidad de almacenamiento total de 3'322.000 barriles.

## **1.2 Problema que se pretende abordar:**

El Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), inaugurado el 26 de junio de 1972, tiene una Capacidad de Transporte de 360,000 BPD para crudo de 23.7° API y 390,000 BPD utilizando químico reductor de fricción; con una longitud de 497.7 Km; cuenta con una Potencia Instalada de 101,150 HP en sus seis estaciones de bombeo: Lago Agrio, Lumbaqui, El Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé; cuatro estaciones reductoras de presión: San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo y un Terminal Marítimo en Balao – Esmeraldas.

La tubería del Oleoducto Transecuatoriano fue diseñada inicialmente para transportar 410.000 BPD con un API de 30° (capacidad instalada), sin embargo la capacidad de transporte utilizada fue de 250,000 BPD.

El Oleoducto Transecuatoriano fue diseñado para transportar en su etapa inicial 250.000 bpd y en su etapa final 400.000 bpd para un petróleo de 31° API a una viscosidad de 80 su a 80°F, con 3 unidades de bombeo y una de reserva. Su costo ascendió a US \$ 117 millones de dólares.

En **1983** se inicio el proyecto de expansión del Oleoducto Transecuatoriano para una capacidad igual a 300.000 bpd de un crudo de características similares a las originales; el contrato principal fue entre la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE hoy PETROECUADOR Y TEXACO PETROLEUM COMPANY. El diseño, adquisición de materiales y equipos y la supervisión de la construcción lo realizó The Texas Pipeline Company; la construcción lo realizó Harbert Distral de Panamá cuyo inicio de operación fue el 21 de mayo de 1985. La capacidad de transporte original fue ampliada, con la instalación de 1 unidad de bombeo adicional por estación a un costo aproximado de 18 millones de dólares.

En **1989** inicio el proyecto de expansión del Oleoducto Transecuatoriano para una capacidad igual de 325.000 bpd de un crudo de características 28 °API, 20 cSt a 80° F; El diseño, adquisición de materiales y equipos y la supervisión de la construcción lo realizó personal nacional a través de sus filiales PETROTRANSPORTE Y PETROCOMERCIAL. La construcción lo realizó Harbert Distral de Panamá cuyo inicio de operación fue en el mes de marzo de 1992. La capacidad de transporte original fue ampliada, con la instalación de 1 unidad de bombeo adicional por estación a un costo aproximado de 12 millones de dólares.

Mediante un convenio suscrito en **octubre de 1999** entre PETROECUADOR y Repsol-YPF, se decide instalar una unidad de bombeo adicional con el carácter de temporal a las existentes en las estaciones de Lago Agrio, Lumbaquí, Salado, Baeza y Papallacta hasta que entre a operar la solución final para llegar a 400.000 BPD para las condiciones originales de diseño.

**El 24 de junio de 2000** se completó la tercera y última ampliación con la instalación de una séptima unidad en todas las estaciones de bombeo del lado oriental (Ocho en LA), cambio de las válvulas en las estaciones reductoras excepto La Palma, y la construcción de una nueva estación de bombeo en Quinindé en el lado occidental lo que amplió la capacidad de bombeo del SOTE a 400.000 bpd para las condiciones originales de diseño y 355000 bpd para un crudo de 23.7° API, una viscosidad igual a 89,40 CST para una temperatura igual a 80°F. El costo aproximado fue de US\$ 33'500.000, de los cuales ARCO aportaba con US\$ 20'000.000 y PETROECUADOR comprometió US\$ 7'500.000 en materiales y bombas disponibles en sus bodegas, además, US\$ 6'000.000 para la construcción de obras civiles y la adquisición de partes y equipos nuevos.

Actualmente en la ciudad de Lago Agrio existen 8 tanques de almacenamiento de crudo, cada uno de una capacidad nominal de almacenamiento de 250.000 Barriles, lo que da una capacidad de almacenamiento total de 2'000.000 Barriles.

Estos tanques son alimentados por oleoductos secundarios que vienen de las estaciones centrales de producción, y de las operadoras internacionales privadas que tienen convenios de participación con el estado ecuatoriano.

En la ciudad de Esmeraldas en el Terminal Marítimo, existen 10 tanques de almacenamiento de una capacidad nominal de 322.000 barriles, lo que da una capacidad de almacenamiento total de 3'322.000 barriles.

La Gerencia de Oleoducto de Petroecuador, operadora del SOTE, tiene la necesidad de rediseñar y/o re potenciar sus sistemas fijos de control de incendios, por cuanto los cambios realizados en su infraestructura, para el incremento de la capacidad de bombeo y de almacenamiento, no considero la necesidad de rediseñar sus sistemas control de incendios, acordes a los cambios realizados en su infraestructura, y sustentados de manera técnica en un análisis de riesgo, que permita determinar la filosofía de los sistemas de extinción a utilizar.

### **1.3 Justificación del Estudio**

Es común encontrar que las organizaciones gubernamentales tratan de implementar procesos de mejora continua a fin de maximizar los ingresos económicos del estado ecuatoriano, mediante la reducción de costos operativos.

Estos objetivos son factibles de conseguir mediante el análisis y mejora de los actuales procesos de almacenamiento y transporte de crudo por el SOTE; sin embargo la mejora de los procesos conlleva también el incremento del riesgo intrínseco de las instalaciones, asociado a posibles eventos de incendios que podrían generarse en sus operaciones, por ser una actividad de alto riesgos, lo cual también generaría grandes pérdidas humanas materiales y económicas para la empresa y la economía del estado ecuatoriano.

La disponibilidad de un plan maestro de protección contra incendios, resultante de la evaluación y diseño de redes de agua y sistemas fijos de control de incendios de Terminal Marítimo Balao de Petroecuador, es prioritario para la empresa, por cuanto un sistema automático de detección, alarma, control y supresión de incendios en los procesos de almacenamiento y transporte de crudo podría brindar niveles de protección adecuados para controlar posibles incendios y evitar las grandes pérdidas que pudieran generar estos eventos.

El Terminal Marítimo Balao dispone de certificaciones internacionales ISO 14001 y Código de protección marítima PBIP, las mismas que cumplen con exigencias de normativas nacionales e internacionales que posibilitan la operación del terminal en mención.

Estas normas conllevan constantes auditorías tanto internas y externas, las mismas que han observado la no disponibilidad de un adecuado plan de protección de las instalaciones contra el riesgo de incendio.

## **1.4 Antecedentes, fundamentos teóricos y revisión de la literatura**

### **1.4.1 Antecedentes**

El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE, debe diseñar e implementar un sistema de detección y supresión automático de incendios en el AREA DE TANQUES DEL TERMINAL PETROLERO Y EL TERMINAL MARÍTIMO DE BALAO, el sistema debe poseer la capacidad de alertar la presencia de flama en las áreas identificadas como de riesgo, así como también debe permitir la supresión del incendio de forma automática:

El área de tanques del terminal petrolero y el Terminal Marítimo de Balao del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano en este momento no cuenta con un sistema de detección, alarma, control y supresión de incendios que proteja a las instalaciones en mención.

Las normas de construcción para diseño, fabricación, montaje y reparación de tanques soldados de acero son las normas API 650 & 653, las cuales definen además estándares para la construcción de sistemas contra incendios.

Los requerimientos del sistema de control y seguridad para el terminal de Balao del SOTE, deberá proveer una detección automática que detecte cualquier condición anormal de gas y flama dentro de la estación, alertar a los operadores por medio del Delta V e iniciar la supresión automática del incendio en los sitios críticos y/o iniciar rápidamente las acciones para manejar el incidente.

En este sistema de seguridad participarán el sistema de detección de flama y gas, el sistema de control de procesos (Sistema Delta V) y el sistema de "shut down" (a través del sistema Delta V).

El sistema de detección de fuego y gas debe ser considerado como un sistema crítico de seguridad, el cuál debe poseer equipos con una gran fiabilidad, y una baja tolerancia a fallos.

Las señales de Shut Down desde los detectores de flama y gas deberán ser enlazados físicamente desde el controlador del sistema de detección hacia alguno de los PLCs del SOTE, este enlace también deberá ser lógico a través del sistema Delta V usando protocolo OPC.

### **1.4.2 Fundamentos teóricos.**

La Gerencia de Oleoducto de Petroecuador, operadora del Terminal marítimo Balao, tiene la necesidad de implementar un sistema de detección, alarma y supresión automático de incendios en el ÁREA DE TANQUES DEL TERMINAL PETROLERO Y EN EL TERMINAL MARÍTIMO DE BALAO. El sistema debe poseer la capacidad de alertar la presencia de flama en las áreas identificados como de riesgo, así como también debe permitir la supresión del incendio de forma automática:

El alcance del proyecto deberá ayudar a definir la ejecución de los siguientes aspectos:

- Determinación de equipos principales.
- Ajustes en la ingeniería de detalle.
- Definir la programación de la lógica de control del sistema de detección y construcción de tableros.
- Human Machine Interface para el monitoreo del sistema.
- Definir estándares de construcción y montaje.
- Definir estándares de pruebas y puestas en funcionamiento.

Los trabajos deberán ser realizadas de acuerdo con las normas prácticas de ingeniería, fabricación, adquisiciones y construcción que estén vigentes y sean aceptadas en la industria internacional de producción de petróleo, prevaleciendo siempre la Norma más exigente en caso de conflicto entre ellas.

El sistema deberá disponer de un panel de control conformado por un sistema de control orientado a sistemas contra incendios ubicado en el ÁREA DE TANQUES DEL TERMINAL PETROLERO DE BALAO, el mismo que se comunicará con cada uno de los dispositivos de campo conectados en una red, a través de cualquier protocolo de comunicación. (Anexo 1).

Se dispondrá también de un panel de control conformado por un sistema de control orientado a sistemas contra incendios ubicado en el área de TERMINAL DE TRANSPORTE MARÍTIMO DE BALAO, el mismo que se comunicará con cada uno de los dispositivos de campo conectados en una red, a través de cualquier protocolo de comunicación. (Anexo2).

El controlador del ÁREA DE TANQUES DEL TERMINAL PETROLERO DE BALAO se comunicará utilizando un enlace vía radio, con el controlador del TERMINAL DE TRANSPORTE MARÍTIMO DE BALAO donde se concentrarán todos los datos y se enlazará con el sistema existente DELTA V, a través de salidas de módulos de relees para informar al sistema si en alguna de las áreas monitoreadas se tiene una alarma.

En el caso del ÁREA DEL TERMINAL PETROLERO DE BALAO y el TERMINAL DE TRANSPORTE MARÍTIMO DE BALAO el sistema de detección, debe estar conformado por una red de dispositivos de campo, en los que se incluyen sensores de flama, módulos de entrada y salida discretos, módulos de entrada y salida analógicos, los cuales deben poseer en todos los casos la capacidad de supervisión en sus líneas de cableado.

Se debe disponer un enlace vía radio entre los puntos del ÁREA DEL TERMINAL PETROLERO DE BALAO y el TERMINAL DE TRANSPORTE MARÍTIMO DE BALAO , a través del cual se arrancará las bombas principales del área de los tanques cuando así se lo requiera .

El sistema debe tener la capacidad de determinar cuando el tanque necesita ser alimentado nuevamente mediante el uso de un transmisor de nivel existente en el tanque.

El controlador debe ser redundante y debe poseer la capacidad de detección y extinción el cual está diseñado para operar en áreas peligrosas y tiene las aprobaciones y certificaciones que se describen las normas técnicas aplicables.

Los dispositivos de campo deben tener la capacidad de comunicarse con el controlador en cualquier momento mediante una comunicación punto a punto, permitiendo de manera inmediata enviar mensajes de alarma desde los dispositivos de campo hacia el controlador, todos los mensajes deben ser empaquetados para maximizar el desempeño de la red minimizando el embotellamiento de los datos.

El controlador debe poseer la capacidad de verificar la integridad de la red de sensores y el correcto funcionamiento de cada uno de los dispositivos de campo, por lo menos una vez cada segundo. En caso de que produzca un corte en la red de sensores el sistema debe tener la capacidad de ser tolerante a fallas y no perder la comunicación con ningún dispositivo de campo y seguir prestando la confiabilidad de detección del sistema en un 100%.

Cuando una condición de falla ocurra, el controlador despliega la condición de falla en un display de texto tipo fluorescente y una señal audible que indica de manera audible que algún problema se está presentando.

En el ÁREA DE TANQUES DEL TERMINAL PETROLERO DE BALAO, se debe tener por lo menos 4 sirenas y 4 luces estroboscópicas que se activarán cuando algún detector de flama detecte fuego, de igual forma, en el TERMINAL DE TRANSPORTE MARÍTIMO DE BALAO se dispondrá de al menos 3 sirenas y 3 luces estroboscópicas, las cuales se ubicarán utilizando el mejor criterio de zonificación.

Los dispositivos de campo serán colocados en las áreas de riesgo de acuerdo a los planos del diagrama de detección de incendios y las rutas del cableado correspondientes a la ingeniería de detalle.

El sistema de detección debe incluir una fuente ininterrumpida de energía de 24 horas de respaldo en Stand-by y 5 minutos y alarma según NFPA-72 (Códigos de sistemas de alarma y detección), para dar confiabilidad al sistema de detección ante cualquier falla en el suministro de energía.

### **1.4.3 Normas aplicables.**

El Ecuador no dispone de normas técnicas para diseño, construcción y montaje de sistemas fijos de control de incendios para la industria hidrocarburífera, por lo que en ausencia de normativa nacional se tomara los estándares internacionales que aplican para construcción de tanques de almacenamiento de hidrocarburos en el continente Americano, es decir según normas API, que hacen referencia a los materiales fijados por ASTM, y siguen las normas de seguridad dadas por NFPA.

- ASTM American Society for Testing Materials.
- API American Petroleum Institute
- NFPA National Fire Protection Association
- STI Steel tank Institute
- UL Underwriters Laboratories Inc. (E.U.A)
- ULC Underwriters Laboratories of Canada.

De igual manera para el análisis de riesgo de incendios, cuantificación de carga térmica y priorización de riesgo, se utilizarán los criterios de las Normas Técnicas Españolas siguientes:

- NPT-766 Carga de fuego ponderada (Parámetros de cálculo)
- NPT-36 Riesgo intrínseco de incendios (I)
- NPT-37 Riesgo intrínseco de incendio (II)
- NPT-40 Detección de incendios
- NPT-41 Alarma de incendio

- NPT-44      Sistemas fijos de extinción

#### **1.4.4 Revisión de literatura**

En el desarrollo del presente proyecto se encontraran las siguientes abreviaciones nacionales e internacionales:

- CCR              Cuarto de Control Central
- SOTE            Sistema Oleoducto Trans Ecuatoriano
- FD                Detectores de fuego
- GD                Detectores de gas
- HMI              Interface Hombre - Máquina
- LEL                Mínimo Límite Explosivo
- PCS              Sistema de control de procesos
- SIL                Nivel de integridad de seguridad
- SHUT DOWN    Sistema cerrado
- DELTA V        Sistema de control
- OPC              Sistema de transmisión de datos

## **2.- OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo general**

Evaluar y diseñar las redes de agua y sistemas fijos de control de incendios de Terminal Marítimo Balao de Petroecuador, el cual permitirá definir un “Plan Maestro de Protección de Incendios”, a fin mejorar los niveles de respuesta y controlar posibles eventos de incendios, permitiendo la continuidad de las operaciones del SOTE y de todo el sistema hidrocarburífero en el país, para que el Estado Ecuatoriano disponga de los ingresos económicos provenientes del petróleo y satisfaga los requerimientos de sus clientes.

### **2.2 Objetivos específicos:**

- a) Realizar un análisis de riesgo de incendios, utilizando el método las normas técnicas españolas NPT, en el Terminal Marítimo Balao del SOTE.
- b) Realizar una inspección técnica del actual sistema contra incendio del Terminal Marítimo Balao, y comparar con los criterios y requerimientos determinados en la filosofía del sistema de control de incendios a diseñar.
- c) Determinar la filosofía de los métodos y sistemas de extinción de incendios a utilizar, de acuerdo a la priorización y áreas de riesgos determinadas en el análisis de riesgo.
- d) Determinar la filosofía para el desarrollo de la ingeniería requerida para la construcción de los sistemas fijos de control de incendios del Terminal Marítimo Balao.
- e) Elaborar el Plan Maestro de Protección de incendios para el Terminal Marítimo Balao
- f) Presentar el proyecto a la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador.

### **2.3 Objetivos secundarios (colaterales):**

Sensibilizar a las autoridades de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, sobre la necesidad e importancia de prevenir las posibles pérdidas catastróficas que podrían generarse por consecuencia de no disponer de sistemas fijos de control de incendios en las instalaciones del terminal petrolero, las cuales son consideradas a nivel nacional e internacional como de alto riesgo de incendios y, que además son estratégicas para la economía del país.

## **3.- METODOLOGÍA**

### **3.1 Tipo de estudio y de diseño:**

El tipo de estudio a desarrollar para definir y diseñar un “Plan Maestro de Protección de Incendios en el Terminal Marítimo Balao, será utilizando criterios y normas técnicas de diseño y construcción reconocidas internacionalmente y certificadas para la utilización de la industria del petróleo tales como:

#### **Normas Técnicas**

NFPA-20 (Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection)

NFPA-70 (National Electrical Code)

NFPA 2001 (Standard on Clean Agent Fire Extinguishing Systems)

NFPA 72 (National Fire Alarm Code)

NEMA-MG-1 (National Electrical Manufacturers)

API2021 (Guide For Fighting Fires in and around Petroleum Storage Tanks)

FM (Factory Mutual)

CE (Conformidad Europea)

NPT'S (Normas Técnicas de Prevención. Españolas)

#### **Estándares y códigos de construcción**

CENELEC Comité Europeo de Normalización de Electrotécnica

NEMA- National Electrical Manufacturers Association

IEEE - Institute of Electrical and Electronic Company Representatives

ANSI - American National Standards Institute

NEC - National Electric Code

OSHA - Occupational Safety and Health Act

UL - Underwriters Laboratories, Inc.  
NFPA - National Fire Protection Association  
API - American Petroleum Institute  
ASTM - American Society for Testing and Materials  
AWS - American Welding Society, Structural Welding Codes  
NEC - National Electrical Code  
IEC - International Electrotechnical Commission  
NPT - Normas Técnicas de Prevención (Españolas)

### **3.2 Fases del estudio:**

Las fases del estudio son el resultado de la consecución de los objetivos específicos del presente proyecto.

### **3.3 Análisis y evaluación de riesgos**

Desde hace decenios de años se han desarrollado y utilizado métodos para análisis y evaluación de los diferentes tipos de riesgos que se derivan de distintas actividades humanas. Los métodos para análisis y evaluación de riesgos son una herramienta valiosa para abordar las acciones mencionadas de forma racional. Científica y técnica.

Los objetivos más concretos de los estudios de riesgos son:

- a) Identificar y medir los riesgos que presenta una instalación industrial para personas, bienes, servicios y el medio ambiente.
- b) Definir accidentes mayores que sean posibles y con riesgo.
- c) Determinar el alcance, en el espacio, de los accidentes citados. (Zonas vulnerables y daños probables)
- d) Análisis de las causas de los accidentes

- e) Discernir la aceptabilidad o no, en términos objetivos, de instalaciones y operaciones propias de la planta, ubicación y distribución.
- f) Definir medidas de prevención y protección (activa y pasiva) para evitar la ocurrencia y/o mitigar las consecuencias.
- g) Cumplir requisitos legales tendentes a los mismos objetivos

### **3.3.1 Métodos cualitativos para análisis de riesgos**

Se trata de técnicas de análisis críticos que no recurren al análisis numérico. Su objetivo principal es identificar:

- a) Riesgos
- b) Efectos: incidentes y accidentes cuando se materializa el riesgo
- c) Causas: orígenes o fuentes de los riesgos

Los diferentes métodos de análisis de riesgo cualitativos son:

- a) Análisis de riesgo histórico (AHR)
- b) Análisis preliminar riesgos (APR/PHA)
- c) Análisis ¿Qué pasa sí? (QPS/WHAT IF...?)
- d) Análisis mediante listas de comprobación (ALC/CHECK LIST)
- e) Análisis de modos de fallos y sus efectos (AMFE/FMEA)
- f) Análisis funcional de operatividad (AFO/HAZOP)
- g) Análisis cuantitativo mediante árbol de fallas (AAF/ETA)
- h) Análisis cuantitativo mediante árboles de sucesos (AAS/ETA)
- i) Análisis de causas y consecuencias (ACC)

### **3.3.2 Métodos semicuantitativos para análisis de riesgos**

Se trata de técnicas de análisis crítico que emplean índices globales del potencial de riesgo estimados a partir de estadísticas. Estas pueden ser de disposiciones generales o procedentes

de la experiencia de las compañías en el diseño y la operación de plantas semejantes a las que se trata evaluar. Generalmente suelen conducir a conclusiones comparativas:

Los diferentes métodos semicuantitativos para análisis de riesgos son:

- a) Análisis de riesgo con evaluación del riesgo intrínseco
- b) Análisis de los modos de fallos, efectos y criticidad (AMFEC/FMEAC)
- c) Método de DOW: índice de fuego explosión (IFE/FEI)
- d) Método de ICI: Índices de Mond.
- e) Método de UCSIP

### **3.3.3 Métodos cuantitativos para análisis de riesgos**

Son técnicas de análisis crítico que incluyen estructuras y cálculos para establecer la probabilidad de sucesos complejos (siniestros) a partir de los valores individuales de la probabilidad de fallo que corresponde a elementos (equipo y humanos) implicados en los procesos industriales.

Los principales métodos son:

- a) Análisis cuantitativo mediante árbol de fallos (ACAF/FTA)
- b) Análisis cuantitativo mediante árbol de sucesos (ACAS/ETA)
- c) Análisis cuantitativo de causas y consecuencias (ACCC)

### **3.3.4 Determinación de riesgos para el entorno.**

Se parte de una obviedad, no es lo mismo situar una planta con riesgos en el centro de una ciudad, que en un lugar aislado del campo, tampoco lo es cuando la distancia desde la planta a una población dada sea de 100 o de 500m.

Para el presente proyecto es conveniente contemplar los riesgos de incendio desde el interior de la interface de la planta, por la importancia de la continuidad de la operación del Terminal Marítimo Balao. Para el efecto se considerará la vulnerabilidad del entorno y la consecuencia sobre el proceso operativo.

### 3.4 Análisis de riesgo de incendio

El objetivo es el análisis, la definición y las recomendaciones para la readecuación de los sistemas de agua contra incendios existentes en el Terminal Marítimo Balao, incluyendo al área de tanques del Terminal, incluyendo la definición y diseño de los sistemas de detección, alarma y extinción de incendios más apropiados.

#### 3.4.1 Codificación de riesgos

Para un mejor entendimiento de cada uno de los riesgos encontrados en el Terminal Marítimo de Balao, se realizó una categorización del tipo de incendio que puede suscitarse considerando su peligrosidad y los daños que puedan causar el mismo dentro de la operación normal del Terminal:

Tabla 1. Codificación de riesgos.

	Escala de Riesgos	Grado de importancia del proceso	
		A	B
I	Daños internos en el equipo	Con consecuencias al proceso	Sin consecuencias al proceso
II	Inicio de estado latente	Con consecuencias al proceso	Sin consecuencias al proceso
III	Fuego localizado	Con consecuencias al proceso	Sin consecuencias al proceso
IV	Fuego con tendencia a propagarse	Con consecuencias al proceso	Sin consecuencias al proceso
V	Fuego intenso o explosión	Con pérdidas humanas	Sin pérdidas humanas

Criterios de evaluación de riesgo de incendio por procesos<sup>1</sup>

La escala de la categorización se incrementa según la gravedad del incendio y el grado de importancia se refiere a las consecuencias que puede suscitarse dentro del proceso, es decir, si el incendio alteraría el normal funcionamiento del Terminal.

Dentro de la escala tenemos:

3.3.2. Daños internos en el equipo (I): son los incidentes que pueden darse en el desarrollo de la operación del sistema, y dañan el funcionamiento del equipo, pueden ser por caso fortuito o por negligencia.

3.3.3. Inicio de estado latente (II): es cuando se está empezando la generación del fuego, originada por el calentamiento de los materiales susceptibles a inflamarse, pero sin presencia de llama, especialmente en las uniones de los cables.

3.3.4. Fuego focalizado (III): es cuando existe la presencia de fuego moderado, fácil de sofocar, pero el mismo no tienen la capacidad de extenderse a otros lugares.

3.3.5. Fuego con tendencia a propagarse (IV): se caracteriza porque su fuego es mediano, pero por sus cercanías a los combustibles u otro tipo de combustión, puede crecer de tamaño y convertirse en un incendio de difícil sofocación.

3.3.6. Fuego intenso o explosión (V): es aquel que en corto tiempo e inesperado se convierte en intenso y difícil de sofocar.

## **3.5 Metodología para la cuantificación de la carga térmica.-**

---

<sup>1</sup> Fuente: Criterios de evaluación de riesgos de incendio por procesos de ENERGY PETROL

La cuantificación térmica de un sitio de riesgo (Terminal Marítimo) nos permite estimar el riesgo intrínseco de un incendio a partir de la cantidad de materias combustibles acumuladas.

Para la cuantificación de la carga térmica, se empleará los parámetros de cálculo de la NPT 766, calculando con la siguiente fórmula:

$$Q_T = \frac{\Sigma(M_i \cdot PC_i)}{Area}$$

$Q_T$  : Carga térmica  $\left[ \frac{\text{Mcal}}{\text{m}^2} \right]$

$M_i$  : Masa de cada combustible ubicado en la planta [Kg]

$PC_i$  : Poder calorífico de cada combustible  $\left[ \frac{\text{Mcal}}{\text{Kg}} \right]$

$Area$  : Superficie de la planta  $[\text{m}^2]$

Para este cálculo se consideró los tanques de petróleo, combustible y materiales inflamables ubicados en las áreas tanto en el Terminal Marítimo como el área de tanques de Balao.

La estimación de riesgo intrínseco de incendio a su vez se clasifican en niveles de riesgo los cuales están definidas de acuerdo a la estimación de la carga térmica ponderada, dichos niveles de riesgo, de acuerdo a la clasificación de la NPT - 36, que se complementan con la NPT-37, y que son:

Tabla 2. Niveles de riesgo intrínseco según la Carga Térmica Ponderada.

Niveles de Riesgo	BAJO		MEDIO			ALTO		
	1	2	3	4	5	6	7	8
Carga Térmica Ponderada [Mcal/m <sup>2</sup> ]	Q <sub>p</sub> <100	Q <sub>p</sub> <200	Q <sub>p</sub> <300	Q <sub>p</sub> <400	Q <sub>p</sub> <800	Q <sub>p</sub> <1600	Q <sub>p</sub> <3200	Q <sub>p</sub> >3200

Apéndice IV, NPT 36<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Fuente: NTP 36: Riesgo intrínseco de incendio (I)

Donde la carga térmica ponderada se calcula de la siguiente fórmula, de acuerdo a los criterios de NPT 36:

$$Q_p = \frac{\sum M_i \cdot PC_i \cdot C_i}{Area} \cdot Ra$$

$Q_p$  : Carga térmica ponderada  $\left[ \frac{\text{Mcal}}{\text{m}^2} \right]$

$M_i$  : Masa de cada combustible ubicado en la planta [Kg]

$PC_i$  : Poder calorífico de cada combustible  $\left[ \frac{\text{Mcal}}{\text{Kg}} \right]$

$C_i$  : Coeficiente de la peligrosidad de los productos

$Ra$  : Coeficiente en función de la actividad

$Area$  : Superficie de la planta  $[\text{m}^2]$

De donde el coeficiente de peligrosidad de los productos ( $C_i$ ) se clasifica en tres grupos, de los cuales tenemos:

Tabla 3. Tabulación de los coeficientes de peligrosidad de los productos.<sup>3</sup>

$C_i = 1.6$	Alto	Cualquier líquido o gas licuado a presión de vapor de 1 Kg/cm <sup>2</sup> y 23°C
		Material criogénico
		Material que pueda formar mezclas explosivas en el aire
		Líquidos cuyo punto de inflamación sea inferior a 23°C
		Material de combustión espontánea en su exposición al aire
		Todos los sólidos capaces de inflamarse por debajo de los 100°C
$C_i = 1.2$	Medio	Líquidos cuyo punto de inflamación esta comprendido entre 23 y 61°C
		Sólidos que comiencen su ignición entre los 100 y 200°C
		Sólidos y semi-sólidos que emiten gases inflamables

<sup>3</sup> Fuente: NTP 36: Riesgo intrínseco de incendio (I)

C <sub>i</sub> = 1	Bajo	Sólidos que requieran una temperatura mayor a 200°C para su ignición
		Líquidos con punto de inflamación superior a 61°C

Mientras que el coeficiente del tipo de actividad (Ra) se clasifica en tres grupos:

Tabla 4. Tabulación de los coeficientes del tipo de actividad.<sup>4</sup>

Tipo de Actividad	Alto	Medio	Bajo
Ra	3	1,5	1

Los cálculos de la clasificación de las instalaciones industriales en función de su carga térmica ponderada se los verá en el Anexo A y Anexo B para el Terminal Marítimo y el Área de tanques de Balao respectivamente.

### 3.6 Descripción de los agentes de extinción

El agente extintor a emplear, su tamaño y potencia de extinguidor, debe estar basado en el tipo de fuego que se debe atacar y dichos fuegos se clasifican en cuatro grupos de acuerdo a las características de los materiales que arden:<sup>5</sup>

- Fuego clase A: Se produce en materiales sólidos comunes, como maderas, textiles, papeles, cartones, plásticos, gomas, etc.
- Fuego clase B: Se producen sobre superficies de líquidos inflamables tales como nafta, aceite, grasas, pinturas, ceras, solventes, etc.
- Fuego clase C: Son fuegos de materiales eléctricos o en instalaciones y equipos sometidos a la acción de la corriente eléctrica.

<sup>4</sup> Fuente: NTP 36: Riesgo intrínseco de incendio (I)

<sup>5</sup> Fuente: Clasificación de tipos de incendios NFPA

- Fuego clase D: Son fuegos sobre metales combustibles como el magnesio, circonio, titanio, litio, sodio, etc.

Los agentes de extinción se encargan de eliminar el fuego, actuando sobre uno o varios de los elementos fundamentales de la combustión (comburente, combustible y temperatura de ignición), entre los principales agentes extintores y sus efectos a los materiales son:

### **3.6.1. Agua**

Es el agente extintor más barato y de fácil empleo, a la vez de ser el más antiguo, de los hasta la fecha conocidos; utilizado para fuegos de clase A y por sus efectos de extinción contra el fuego se caracteriza por:

Impactar su masa líquida sobre las llamas, pudiendo llegar incluso a cortarlas o separarlas del combustible.

Enfriar, como lo más importante, dado el elevado calor específico del agua al absorber calor de la combustión, para evaporarse y anularse.

Por sofocar, produciendo una atmósfera inerte de vapores, dificultando en parte el contacto de los vapores del combustible con el oxígeno del aire.

### **3.6.2. Espuma**

Produce una acción de sofocación sobre los materiales, debido a que es una masa de burbujas unidas entre sí por un estabilizador mezclado con agua que se aplica sobre la superficie del combustible en llamas, aislándolo del contacto con el oxígeno del aire y apagando el fuego por sofocación, combaten fuegos de la clase A y B.

Existen dos tipos de espuma:<sup>6</sup>

- *Espumas de baja expansión:* con un coeficiente de expansión  $< 30$
- *Espumas de media expansión:* con coeficiente de expansión de  $30 - 250$
- *Espumas de alta expansión:* con coeficiente de expansión  $> 250$
- *Espumas AFFF:* Son concentrados de espuma que forman una película acuosa (Aqueous Film Forming Foam) y se utilizan normalmente para fuegos de Hidrocarburos en concentraciones al 3% principalmente. Estas espumas mecánicas son sintéticas de Baja expansión
- *Espumas AR-AFFF:* Similares a los anteriores pero la película que forman es resistente a alcoholes y solventes polares, debido a que es una película polimérica. (Alcohol Resistant - Aqueous Film Forming Foam). Estas espumas mecánicas son sintéticas de baja expansión. Se utilizan normalmente para fuegos de líquidos que si son miscibles en agua y por tanto destruyen rápidamente las espumas normales.

El coeficiente de expansión es el volumen final de la espuma al volumen original de la solución de la espuma

### **3.6.3. Anhídrido Carbónico**

Su acción extintora se basa en la suplantación del aire, puesto que el fuego se apaga cuando una parte ha sido desplazada por el dióxido de carbono, por lo tanto, el incendio se apaga por sofocación y enfriamiento del agente limpio.

También llamado nieve carbónica, se deberán tener espaciales medidas de precaución en las instalaciones que lo tengan como agente extintor, actúa sobre fuegos de clase A, B y C.

---

<sup>6</sup> Fuente: Clasificación espumas NFPA-11

### **3.6.4. Polvo Químico Seco**

Está formado por sustancias químicas sólidas (sales amónicas o potásicas) finamente divididas y tienen gran fluidez para conducirles y lanzarlas contra el fuego. Sus efectos son romper la cadena de reacción del fuego, reducción del calor y el oxígeno o interponiendo catalizadores negativos, así mismo, aísla del calor de los combustibles y forma una pequeña película sobre ellos, lo que los aísla del aire, no es compatible con la espuma pues no pueden estar juntos. Sofoca fuegos de la clase A, B y C.

### **3.6.5. FM 200**

Este es un agente activo que interrumpe el incendio física y químicamente, retirando la entalpía del fuego, sin desalojar el oxígeno del ambiente, es por eso que se lo puede usar en sitios cerrados y con personas.

Es un agente limpio, no agota la capa de ozono y se utiliza para fuegos de la clase A, B y C.

## **3.7 Identificación de riesgos de incendio.**

Las áreas de riesgo de incendio, se encuentran definidas e identificadas en el anexo C, planos 200-BALAO-003, para el área del Terminal Marítimo de Balao y plano 200-BALAO-004, para el área de tanques de almacenamiento de petróleo.

La clasificación de áreas de riesgo definidas son las siguientes:

- 1.* Área de tanques de almacenamiento de petróleo.
  - Tanques de almacenamiento de crudo
  - Generadores eléctricos

## 2. Área del Terminal Marítimo Balao

Dentro del área del Terminal Balao, se han identificado las siguientes:

- Tanques de recuperación de crudo.
- Piscinas API.
- Generadores eléctricos
- Gasolinera y tanques de combustible.
- Bodegas.
- Cuarto de Control.
- Casa de campamento, casa de playa y oficinas centrales.

Los criterios utilizados para esta determinación cualitativa de estas áreas de riesgo son los establecidos en API RP 500 (R2002) “Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division I and Division 2”, y en NFPA-30 (Código de líquidos combustibles e inflamables)

Estos estándares se resumen en lo siguiente:

### **Métodos de Clasificación de Áreas:**<sup>7</sup>

Con el propósito de seleccionar y ubicar equipo eléctrico a ser usado en áreas donde pueden existir atmósferas de gases o vapores inflamables, es necesario definir la clasificación de las mismas, basándose en los siguientes criterios:

- a) La naturaleza del producto que escapa a la atmósfera, el cual identifica la CLASE.
- b) La frecuencia y extensión con la que las mezclas inflamables estarán presentes, las cuales definen la DIVISION.

---

<sup>7</sup> Fuente: API RECOMMENDED PRACTICE 500 SECOND EDITION, NOVEMBER 1997

- c) La facilidad con la cual la mezcla inflamable tiende a incendiarse, al cual define al GRUPO.
- d) La temperatura de auto ignición del material presente en las áreas la cual especifica la temperatura externa máxima de operación de un equipo eléctrico.

### **Determinación de Áreas:**

Para determinar las áreas, es necesario recolectar toda la información básica a cerca de la instalación. Se Debe incluir:

- a) Diagramas de flujo del proceso
- b) Diagrama de tubería e instrumentación.
- c) Planos de ubicación de instrumentos incluyendo válvulas de alivio entero.
- d) Lista de productos que se manejan con sus características fisicoquímicas: punto de inflamación, ebullición, etc.
- e) Planos de plantas (Plot Plant) con todos los equipos, drenajes y venteos a la atmósfera

### **Clase**

De acuerdo con el Código Nacional Eléctrico Norteamericano (NEC) las áreas peligrosas se consideran divididas en las 3 clases siguientes:

*Clase I*, aquellas Áreas donde hay o donde pueda haber gases o vapores es cantidad suficiente para producir mezclas inflamables.

*Clase II*, Áreas en las que estén presentes polvos combustibles.

*Clase III*, Áreas en los que están presentes fibras o materiales que floten en el aire y que son fácilmente inflamables; pero en las que no es probable que se encuentre en suspensión en el aire la cantidad suficiente para producir mezclas inflamables.

## **División**

La división indica el nivel de riesgo existente en el área a clasificar. Cuando se evalúa la división, es necesario tomar en cuenta el nivel de ventilación del área bajo estudio. Se contempla dos tipos de divisiones:

***División 1.-*** Aquellas áreas donde:

- a) Bajo condiciones normales de operación, o debido a labores frecuentes de reparación y mantenimiento, existen fugas de gases o vapores en concentraciones inflamables.
- b) Debido a rotura o funcionamiento anormal del equipo de proceso, puede liberarse gases o vapores en concentraciones inflamables y simultáneamente pueda ocurrir una falla en el equipo eléctrico.
- c) En general bajo las condiciones de operación establecidas previamente, tanto el escape continuo como el frecuente, clasifican un área como división 1.

***División 2.-*** Se considera como división 2 aquellas áreas donde:

- a) Se manejan, procesan o almacenan productos inflamables pero en la que normalmente no existen concentraciones peligrosas, ya que tales productos se encuentran en recipientes o sistemas cerrados de los cuales solo pueden escapar en caso de rotura o funcionamiento anormal del equipo de proceso.
- b) Las concentraciones inflamables de gases o vapores son impedidas mediante sistemas de ventilación positiva y por lo tanto, únicamente la falla de dichos sistemas de ventilación pueden dar lugar a la presencia de una atmósfera inflamable.
- c) Contiguas a lugares clase 1, división 1 a las que puedan llegar ocasionalmente concentraciones inflamables de gases o vapores, a menos que tal comunicación sea evitada por sistemas de ventilación adecuados y sean previsto dispositivos para evitar la falla de dicho sistema.

En general, bajo las condiciones de operaciones establecidas previamente, un escape eventual clasifica un área como división 2.

## **Área no Clasificada**

Se considera área no clasificada aquellos espacios:

- a) Adecuadamente ventilados donde los materiales estén contenidos en sistemas cerrados de tuberías, adecuados y bien mantenidos.
- b) Inadecuadamente ventilados, siempre que el sistema de tuberías no contengan válvulas, accesorios, bridas o artefactos similares.
- c) Donde los materiales combustibles son manejados en recipientes adecuados.
- d) Que rodean fuentes permanentes de ignición o superficies calientes tales como: calderas, hornos, teas, etc., dado que estos proveen la energía suficiente para incendiar una mezcla de gases o vapores inflamables. En el caso de fuentes de ignición intermitentes, la clasificación del área dependerá del análisis individual de cada situación

## **Grupo**

Las características de expresividad de las mezclas inflamables de gases o vapores, varían dependiendo del tipo de material. Así la Clase I se divide en Grupos A,B,C y D, dependiendo de la máxima intensidad de explosión y de la mínima temperatura de ignición de la mezcla considerada.

También se considera como factor importante para clasificar un material en un grupo determinado, la facilidad de atenuación de una explosión en un espacio cerrado, con el fin de que no inicie una expansión en cualquier mezcla inflamable circundante.

### 3.7.1. Identificación de riesgos de incendio en área de tanques de almacenamiento de petróleo

Los tanques de almacenamiento de petróleo se encuentran dentro de de la escala III a IV en la escala de riesgos dado en la Tabla 1, con influencia sobre el proceso por detener el despacho normal de petróleo a través del oleoducto (grado A).



Gráfico 6. Tanques de almacenamiento de petróleo (Capacidad 51000 m<sup>3</sup>)

El generador del área de tanques de almacenamiento está clasificados dentro de la escala como III a IV, debido al posible contacto de combustible producido por una fuga con el turbo cargador del motor y de grado A, por su influencia dentro del proceso ya que los mismo estarán abasteciendo de energía eléctrica para la operación normal de los tanques de almacenamiento.



Gráfico 7. Generador del Área de tanques.

### **3.7.2. Identificación de riesgos de incendio en el Terminal Marítimo Balao**

#### **3.7.2.1 Tanques de recuperación de crudo**

Los tanques de recuperación de crudo de capacidad 800 m<sup>3</sup> están sujetos a los niveles III y IV de la escala de riesgos y con influencia sobre el proceso (grado A).



Gráfico 8. Tanques de recuperación de Crudo (Capacidad 800 m<sup>3</sup>).

### 3.7.2.2 Piscinas API.-

Existen dos piscinas API, las cuales están expuestas a un posible incendio debido a que el líquido combustible se encuentra en la parte superficial de la piscina y cualquier contacto con un punto caliente provocaría un conato, además hay que considerar que la piscina “A” está diseñada para contener el petróleo en caso de un incendio en el área de tanques.

Las piscinas están dentro de la escala de riesgos en el nivel III y IV y con influencia dentro del proceso dependiendo de qué combustible este almacenado, puesto ya que si el petróleo del tanque incendiado es el que se almacena temporalmente por un incendio en el área de tanques es de grado A, pero si el incendio es en el combustible que se recupera en la piscina no posee influencia sobre el proceso (grado B).



Gráfico 9. Piscina A



Gráfico 10 Piscina B.

### 3.7.2.3 Generadores

Los generadores están clasificados dentro de la escala como III a IV, debido al posible contacto de combustible producido por una fuga con el turbo cargador del motor y de grado A por su influencia dentro del proceso ya que los mismo estarán abasteciendo de energía eléctrica al Terminal Marítimo cuando estén en operación.



Gráfico 11. Generador del Terminal Marítimo

### **3.7.2.4 Gasolinera y tanques de combustible.-**

La gasolinera está considerada dentro de la escala III a IV ya que de darse un incendio por algún derrame de combustible puede extenderse hacia los tanques de combustible aledaños o viceversa si los tanques son propensos de un incendio el mismo puede extenderse hacia las bodegas. Además dentro del grado de influencia sobre el proceso es de grado B ya que no influye la operación del Terminal Marítimo.



Gráfico 12. Gasolinera y tanques de combustible

### **3.7.2.5 Bodegas.-**

Las bodegas del terminal poseen materiales combustibles (pintura, aceites, etc.) que pueden iniciar un conato de incendio por descuido o negligencia del personal, el mismo que están dentro de la escala III a IV y de grado B debido a que no influye en el proceso.



Gráfico 13. Bodegas del Terminal Marítimo.

### **3.7.2.6 Cuartos de Control-**

El cuarto de control se puede enmarcar como riesgo de la escala II a III con graves influencias sobre el proceso (grado A) debido al control que posee dicho cuarto. Puesto que en las uniones de los cables son susceptibles a quemarse por un sobrecalentamiento de los mismos debido a la demanda o por un corto circuito por el envejecimiento del recubrimiento plástico, ya sea con o sin presencia de llama, los mismos que pueden traer consecuencias al proceso, ya que aquí se controlan los mismos.



Gráfico 14. Cuarto de Control

### 3.7.2.7 Casa de campamento, casa de playa y oficinas centrales

En la casa del campamento y playa así como también en las oficinas centrales se puede enmarcar como riesgo de la escala II a III debido a que puede ocurrir un incendio debido a un corto circuito de la red eléctrica, o por una negligencia del personal en estas dependencias. Cabe aclarar que no tendrá influencia en el proceso, debido a que no influyen con el despacho de petróleo a través del terminal.

La siguiente tabla resume la escala de riesgo para cada una de las áreas identificadas como de riesgo

Tabla 5. Identificación de las áreas de riesgo.

Área de riesgo	Escala de Riesgo	Grado
Tanques de almacenamiento de petróleo	III – IV	A
Tanque de recuperación de petróleo	III - IV	A
Piscinas API	III – IV	A-B
Generadores	III – IV	A
Gasolinera y tanques de combustibles	III – IV	B
Bodegas	III - IV	B
Cuartos de control	II – III	A
Campamento, playa, oficinas	II – III	B

Los cálculos realizados para estimar la cantidad térmica del área de tanques y el terminal marítimo de Balao se los puede ver en los Anexos A y B respectivamente; donde se determina que el nivel *de Riesgo Intrínseco*, es Alto pues corresponde a la escala No. 8, ya que su carga térmica ponderada es de 5990 y 66000 Mcal/m<sup>2</sup>, para el Terminal Marítimo y el área de tanques respectivamente.<sup>8</sup>

Para este tipo de nivel de riesgo las protecciones mínimas que debe poseer las instalaciones industriales, es detección automática de incendios, pulsadores de alarma y sistemas fijos de extinción.

### **3.8 Análisis de red de agua contra incendios en el área de Terminal Marítimo y tanques de almacenamiento.**

Dentro del área de tanques de almacenamiento no existe ninguna red de agua contra incendios, los tanques tan solo poseen una protección de CO<sub>2</sub> con un anillo de sistema catenario en la parte superior de los mismos, la cual es insuficiente e ineficiente por cuanto el CO<sub>2</sub> no es un gas extintor de incendios clase B – C, es decir para combustibles y en espacios abiertos. De igual manera el sistema de detección es inadecuado.

Mientras que en el Terminal Marítimo cuenta con una bomba de motor diesel marca “Aurora Pumps” (6-483-20) de 1500 GPM y la bomba “jockey” con motor eléctrico que no está conectada en paralelo. Dentro de las pruebas realizadas en la red de agua existente se pudo constatar visualmente y a través de la medición del espesor de la tubería de 6” que la línea no está en buenas condiciones puesto que el espesor de la tubería con cedula 40 es de 7.11 mm y el espesor mínimo permitido es de 6.22 mm.

Los puntos donde se midieron los espesores de la tubería se los puede ver en las figuras que se muestran a continuación.

---

<sup>8</sup> Fuente: Real Decreto 2085/1994, de 20 de octubre.



Gráfico 15. Punto #1 (Tubería de 6")



Gráfico 16. Punto #2 (Tubería de 6")



Gráfico 17. Punto #3 (Tubería de 6")



Gráfico 18. Punto #4 (Tubería de 6")



Gráfico 19. Punto #5 (Tubería de 4")



Gráfico 20. Punto #6 (Tubería de 4")

El siguiente cuadro resume las mediciones realizadas en cada uno de los puntos de la línea de agua:

Tabla 6. Cuadro de la medición de espesores de la red de agua.

	Díámetro Nominal (in)	Espesor SC 40 (mm)	Espesor <sup>9</sup> Permitido (mm)	Espesor Medido (mm)
Punto 1	6	7,11	6,22	2,73
Punto 2	6	7,11	6,22	2,60
Punto 3	6	7,11	6,22	1,00

<sup>9</sup> Fuente: ASME B31.3 - 2002 - Process Piping

Punto 4	6	7,11	6,22	2,14
Punto 5	4	6,02	5,26	3,85
Punto 6	6	7,11	6,22	5,98

Con lo que se puede concluir que la red de agua contra incendios debe ser cambiada, en su totalidad.

### **3.9 Cuantificación de agua y agentes de extinción para la supresión**

Una vez identificadas las áreas de riesgo a proteger debemos determinar el agente extintor más adecuado para proteger las áreas involucradas y las cantidades mínimas necesarias para cumplir con este objetivo.

En el Área de los tanques de almacenamiento y terminal marítimo:

- Los tanques de almacenamiento de petróleo deben ser protegidos con espuma que es el agente extintor más apto para líquidos inflamables. La cantidad de espuma que se necesita se la puede ver en el Anexo 3 y 4 para los tanques de almacenamiento de 51000 m<sup>3</sup> y los tanques de recuperación de crudo (800 m<sup>3</sup>) respectivamente.
- Las piscinas API deben ser protegidas por espuma disparadas por medio de monitores ubicados alrededor de las piscinas. La cantidad de espuma para combatir un incendio en estas áreas se los puede ver en los Anexos 5 y 6 para las piscinas A y B respectivamente.
- Los generadores tanto el del terminal como el del área de tanques deben ser protegidos por un agente limpio y dieléctrico como el CO<sub>2</sub> en la parte superior y de espuma en la parte inferior debido a que puede existir una fuga de combustible del motor de combustión interna. El incendio en estos casos puede ocurrir debido al posible contacto del combustible con el turbo cargador del motor. Los cálculos de espuma y CO<sub>2</sub> se ve en los Anexos 7 y 8 respectivamente.

- El centro de despacho de combustible debe ser protegido con polvo químico ya que el mismo es un agente dieléctrico y porque cuando ocurra (un) el posible incendio existirán personas en el área por lo que imposibilita el uso de CO<sub>2</sub>. Adicionalmente los tanques de combustible deben tener protección de un agente espumógeno el cual será aplicado por rociadores. Los cálculos se los puede ver en los Anexos 9 y 10, respectivamente.
- El cuarto de control debe estar protegido, con un agente supresor capaz de ser usado en lugares habitados donde no corran riesgo las personas que están presentes el momento de la liberación del agente, además el mismo debe ser dieléctrico y limpio al mismo tiempo, el agente extintor utilizado para este caso es el FM 200. El cálculo de FM 200 para el cuarto de control se puede ver en el Anexo 11.
- En las oficinas centrales debe existir extintores de CO<sub>2</sub> de 25 lb para proteger de incendios que podrían efectuarse dentro de este recinto, al igual que en la casa de campamento y playa.

Para determinar la cantidad de agua que se necesita para sofocar un incendio en el Área de Tanques se debe considerar la ocurrencia de un solo evento a la vez, en este caso el incendio en un solo tanque. Y en el terminal marítimo bajo el mismo procedimiento se debe considerar un solo evento a la vez. En el área de tanques se debe determinar la distancia mínima de seguridad que se debe contemplar en la industria petrolera, la que indica que el radio de separación debe ser  $2D$ , siendo  $D$  el diámetro del tanque incendiado.

Dado estos requerimientos la cantidad de agua necesaria para enfriar los tanques se los puede ver en el Anexo 12 y la Tabla 7 resume la cantidad de agua para cada uno de los eventos considerando cada tanque de almacenamiento como uno de ellos.

Tabla 7. Resumen de las necesidades de agua en el área de tanques de Balao.

Siniestro	Tanque Incendiado		Tanque Adyacente	Total Agua GPM
	Espuma	Agua	Agua de Enfriamiento	
TK 322001	1029	3956	TK 322002= 1978	6963
TK 322002	1029	3956	TK 322001= 1978	8941
			TK 322003= 1978	
TK 322003	1029	3956	TK 322002= 1978	6963
TK 322004	1029	3956		4985
TK 322005	1029	3956	TK 322006= 1978	6963
TK 322006	1029	3956	TK 322005= 1978	6963
TK 322007	1029	3956		4985
TK 322008	1029	3956		4985
TK 322009	1029	3956		4985
TK 322010	1029	3956		4985

Según esta tabla la mayor demanda de agua será cuando ocurra un incendio en el tanque TK 322002, con una demanda de caudal de 8941 GPM, que para cuantificar el agua de almacenamiento se considero seis horas de acuerdo a la Norma de Petroecuador SHI-018, con lo que el almacenamiento de agua debe tener un volumen de 76637 bbl.

Además hay que considerar que el tiempo de duración de un incendio considerando la velocidad de combustión del combustible que en el caso de un tanque de almacenamiento (Cap. 51000 m<sup>3</sup>) puede durar 34 horas con 52 minutos, tal como se puede ver en el Anexo 13.

Mientras tanto para el Terminal de Marítimo de Balao las cantidades de agua que demandan cada uno de los riesgos identificados se los puede ver en la Tabla 8 a continuación:

Tabla 8. Resumen de las necesidades de agua en Terminal Marítimo Balao considerando monitores para el enfriamiento.

Siniestro	Tanque Incendiado		Tanque Adyacente	Total Agua GPM
	Espuma	Agua	Agua de Enfriamiento	
Piscina A	3006			3006
Piscina B	3110			3110
TK Crudo 1	127	290	TK Crudo 2= 145	562
TK Crudo 2	127	290	TK Crudo 1= 145	562
TK Combustible	231			481

De donde se concluye que el mayor riesgo es cuando se incendie la Piscina “B”, que para un almacenamiento mínimo de 6 horas la cantidad de agua sería de 26660 barriles que para la capacidad de almacenamiento de la laguna de 76637 barriles, es más que suficiente para cubrir la demanda del terminal.

### **3.10 Sistema de Captación de agua**

Dentro de las propuestas para la selección del sistema de captación de agua se tiene las siguientes opciones.

*La primera* que consistía en la construcción de un tanque de almacenamiento de agua, el mismo que estaría ubicado en el área de tanques capaz de almacenar agua para el mayor evento de riesgo considerando un tiempo de duración del incendio de 34 horas con 52 minutos, la capacidad de este tanque sería de 445.390 barriles que a un costo de 12 dólares por barril nos da un total de USD 5'344.680 dólares.

Los costos incluyen la construcción de la obra mecánica del tanque exclusivamente en el sitio del área de tanques.

#### **Propuesta 1**

Tanque de almacenamiento 445.390 bbl \$ 5'344.680

*La segunda* alternativa consiste en tener un tanque de almacenamiento de 76.636 barriles apegados a la norma como la cantidad mínima de almacenamiento de 6 horas para el mayor evento considerado de riesgo y tener un grupo de bombeo de captación con igual o mayor demanda de caudal que las bombas contra incendios.

Los costos del tanque es de USD \$ 1'072.960 dólares, considerando el precio de construcción del barril de 14 dólares, además 100000 dólares por cada bomba que se necesita para la captación de agua y 745212 dólares por la instalación de 1500 metros

de tubería de diámetro de 14” cédula 40 desde la Refinería Esmeraldas al área de tanques en el terminal. Lo que nos da un valor total de:

**Propuesta 2**

Tanque de almacenamiento 76640 bbl	\$1072960
Tubería 14" (1500 m)	\$745212
Bombas de captación (4 bombas)	\$400000
	<b>\$2'218.172</b>

Estos costos solo consideran la construcción mecánica del tanque, la compra e instalación de la tubería y la compra de los equipos de bombeo.

La *tercera* alternativa constituye en la creación de una piscina en el área de tanques, la misma que será llenada con agua tomada del Río Tahone, pero la piscina no será construida con hormigón, solo consistirá de un agujero en el piso para luego cubrirlo con geomembrana para evitar filtraciones del agua en el suelo.

La piscina deberá tener una capacidad de 76.636 barriles para cumplir con la norma de seis horas de almacenamiento, la piscina deberá tener aproximadamente 45x45x6 m<sup>3</sup> Sin embargo y con el afán de optimizar recursos y viabilizar esta alternativa, se realizó un estudio de suelos para descartar posibles fisuras que pudieran desestabilizar el suelo en el área a intervenir.

**Propuesta 3**

Piscinas de almacenamiento 76636 bbl	\$255.000
Tubería 24"	\$21.000
Bombas de captación (2 bombas)	\$10.000
	<b>\$286000</b>

Por lo que se optó por construir la alternativa No. 3, piscinas de almacenamiento de agua en el área de tanques captando agua del Río Tahone.

### **3.11 Filosofía de los métodos y sistemas de extinción de incendios a utilizar**

### **3.11.1 Área de tanques de almacenamiento**

El concepto general aplicado en el Área de tanques de Balao consiste en captar el agua desde una fuente de agua ilimitada, llevarla mediante bombas a unas piscinas de almacenamiento en el área de tanques, el mismo que alimentará al grupo de bombeo del sistema contra incendios y de allí distribuirla a las zonas de riesgo ya identificadas, para proteger el área con espuma para el caso de incendios en los que estén involucrados líquidos combustibles y además de enfriar los tanques adyacentes al que se está quemando. Este concepto será explicado más al detalle a continuación:

El agua contra incendios se abastece mediante bombeo directo, desde el Río Tahone.

Las bombas de captación de agua deben asegurar un flujo continuo de agua hacia el tanque de almacenamiento en la parte alta del terminal, esta condición de tener dos sistemas motrices diferentes se lo realiza para asegurar que exista el bombeo adecuado hacia el tanque de almacenamiento en caso de que falle una bomba el momento de que ocurra un incendio.

Mientras tanto en el área de tanques se consideró de acuerdo a la norma del NFPA que las unidades de bombeo para el sistema contra incendios, tengan un motor eléctrico de velocidad constante y dos de motor diesel, accionando estos motores a las bombas centrifugas horizontales instaladas en paralelo. Además de la instalación de una bomba de presurización de acción intermitente (jockey), la misma que deberá ser instalada en paralelo con las unidades principales. La operación de las unidades de bombeo será en forma automática, mediante el accionamiento de transmisores de presión instalados en la línea, de forma manual al activar el selector a la posición manual desde el propio panel de arranque o desde el cuarto de control.

Las bombas centrifugas contra incendios deberán suministrar un caudal nominal de 3500 GPM a 190 PSI, con una potencia de 625 HP y para ser instalada a 900 FT sobre el nivel del mar. Los cálculos de las demandas presión y caudal son el resultado de corridas hidráulicas, cuyos cálculos están en el anexo 14.

El diseño del sistema contra incendios estará previsto de tal manera que se resguarde el área de los tanques de almacenamiento con dos proporcionadores de espuma satélites, uno ubicado cerca de las bombas contra incendios para salvaguardar los tanques desde el 7 al 10 y el otro ubicado cerca del tanque No. 4 para proteger los tanques desde el No. 1 al No. 6.

A la salida de estos proporcionadores la protección que tendrán los tanques de techo flotante será mediante un anillo de espuma de un sistema catenario, además de ser usados por los monitores de espuma que están alrededor de los tanques.

La línea madre de agua será de 12" de diámetro de la cual se derivarán las tuberías hacia (el) cada uno de los tanques para los anillos de enfriamiento y los monitores de agua que serán instalados a la intemperie alrededor de los tanques, teniendo estos un alcance mínimo horizontal de 35 metros a una presión al pie del monitor de 100 psig y un caudal de 250 GPM cada uno.

La línea de agua que va hacia los tanques No. 1 al 6 (zona 1) es de 12" y la línea que va hacia los tanques No. 7 y 10 (zona 2) es de 12", estas líneas se encuentran en lazo cerrado para cada uno de las zonas. Mientras que las líneas de espuma son de 8" para las dos zonas.

En la red de agua se ha previsto la utilización de válvulas de compuerta para seccionamiento, con el propósito de aislar los diferentes ramales y conseguir con esto que en caso de una ruptura de la tubería, se cierren las válvulas pertinentes dejando fuera de servicio el tramo roto y permitiendo así que el resto de la red siga operando normalmente.

Por su parte el sistema de espuma está conformado por dos proporcionadores de espuma, que contienen un tanque de concentrado de 1500 galones (considerando el incendio de dos eventos), cada uno de ellos posee dos bombas de desplazamiento positivo para el bombeo del concentrado mediante un motor eléctrico y otro de combustión interna (a) diesel.

El enfriamiento de los tanques de techo flotante se lo realiza con un anillo de enfriamiento que rodea a los tanques por la parte exterior. Dichos caudales están controlados por una válvula de diluvio la cual está normalmente cerrada y permitirá el paso del agua o la espuma mediante un dispositivo manual (una válvula de bola) o una señal eléctrica comandada mediante el sistema de detección automático (válvula solenoide) que son accesorios de dicha válvula.

Además en las líneas de agua del anillo de enfriamiento de los tanques No. 1, 2, 3, 5 y 6 existirán válvulas “self operator” las cuales estarán controladas por una señal eléctrica, dependiendo de la cantidad de agua que se necesite para cada caso, puesto que el tanque que se está incendiando necesita el doble de la cantidad de agua de enfriamiento que el que se encuentra adyacente. Esto solo lo discriminaría el sistema de detección automático de incendios, mediante la lógica de programación del sistema. Mientras que los tanques restantes tendrán una válvula reguladora de presión seteada para controlar el flujo de agua para la consideración de que el tanque se está incendiando.

Además en el área de tanques existe un generador el cual va a ser protegido con espuma la parte inferior del mismo, debido a posibles derrames de combustible.

Todo el tendido de las líneas será aéreo salvo el caso de que la línea interrumpa con la circulación de una vía o camino.

### **3.11.2 Área del Terminal marítimo**

El concepto general aplicado en el Terminal Marítimo de Balao consiste en captar el agua desde una fuente de agua limitada que alimentará al grupo de bombeo del sistema contra incendios y de allí distribuirla a las zonas de riesgo ya identificadas, para proteger el terminal con espuma para el caso de incendios en los que estén involucrados líquidos combustibles y además de enfriar con agua los tanques adyacentes al incendio.

El agua contra incendios se abastece mediante bombeo directo desde la laguna existente en el terminal que tiene una capacidad de 38734 m<sup>3</sup> o 243.630 barriles hacia el grupo de bombeo contra incendios, la tubería de captación a utilizar será de 20” de diámetro en la succión y 12” en la descarga.

Las bombas de captación deben ser accionadas por dos sistemas motrices diferentes para asegurar un flujo continuo de agua hacia el tanque de almacenamiento en la parte alta del terminal, esta condición de tener dos sistemas motrices diferentes se realiza para asegurar que exista el bombeo adecuado hacia el tanque de almacenamiento en caso de que falle una bomba en el momento de que ocurra un incendio.

La bomba impulsada por el sistema motriz eléctrico debe ser necesariamente de la misma marca y modelo de la bomba con motor diesel que ya existe, en el terminal. (Aurora Pumps, tamaño 6-481-20, modelo 480, RPM 1770).

Mientras tanto para el terminal se consideró de acuerdo a la norma del NFPA que las unidades de bombeo para el sistema contra incendios, tengan un motor eléctrico de velocidad constante y un motor diesel, accionando estos motores a las bombas centrifugas horizontales instaladas en paralelo. Además de la instalación de una bomba de presurización de acción intermitente (jockey), la misma que deberá ser instalada en paralelo con las unidades principales. La operación de las unidades de bombeo será en forma automática, mediante el accionamiento de transmisores de presión instalados en la línea, de forma manual al activar el selector a la posición manual desde el propio panel de arranque o desde el cuarto de control. Las mismas que serán ubicadas en una cámara de bombeo junto a la laguna del terminal (succión positiva).

Las bombas centrifugas contra incendios deberán suministrar un caudal nominal de 1500 GPM y una presión de 130 psig, con un motor de 250 HP, montadas sobre bases de acero diseñadas para el efecto. Los cálculos hidráulicos se adjuntan en el anexo 15.

El diseño del sistema contra incendios está previsto de tal manera que se proteja las piscinas API “A” y “B” con un proporcionador de espuma exclusivo para estas áreas, además se

necesita un tanque de espuma para los tanques de recuperación de crudo, y cuatro tanques con vejiga satélites ubicados uno en el interior de las bodegas, otro para los tanques de combustible de la gasolinera, en el generador y el último cerca de la garita de guardianía de las bodegas.

Estos cuatro últimos tanques vejiga estarán conectados a la red de agua mediante hidrantes, puesto que también existe la posibilidad de utilizar agua por una de las salidas del hidrante. Además existirán cuatro hidrantes localizados a lo largo del terminal para la utilización de agua exclusivamente los mismos que están ubicados en:

- Junto a la garita principal del terminal.
- Detrás de los talleres.
- En el campamento.
- En el sitio de entrenamiento contra incendios (playa)

La protección de las piscinas se (lo) realizara mediante monitores de espuma que serán instalados a la intemperie alrededor de las piscinas, teniendo estos un alcance mínimo horizontal de 35 metros a una presión al pie del monitor de 100 psi y un caudal de 250 GPM cada uno, junto a los mismos existirán monitores de agua según lo amerite el caso.

Los tanques de recuperación de crudo (techo fijo cónico) tendrán una protección mediante cámaras de espuma, y el enfriamiento de los mismos a través de un anillo de protección. Los caudales de agua y espuma están controlados por una válvula de diluvio la cual está normalmente cerrada y permitirá el paso del agua o la espuma mediante un dispositivo manual (una válvula de bola) o una señal eléctrica comandada mediante el sistema de detección automático (válvula solenoide) que son accesorios de dicha válvula. Además en las líneas de agua del anillo de enfriamiento de los tanques de recuperación de crudo tendrán válvulas “self operator” las cuales estarán controladas por una señal eléctrica, dependiendo de la cantidad de agua que se necesite para cada caso, puesto que el tanque que se está incendiando necesita el doble de la cantidad de agua de enfriamiento que el que se encuentra adyacente. Esto solo lo

discriminaría el sistema de detección automático de incendios, mediante la lógica de programación del sistema. Los tanques también contarán con monitores de agua y espuma alrededor de los cubetos.

La línea madre de agua será de 8" de diámetro de la cual se derivarán las tres líneas principales, una hacia el aireamiento de la laguna (6"), otra hacia las bodegas (6") y la principal hacia las piscinas API (6"), en la red de agua se ha previsto la utilización de válvulas de compuerta para seccionamiento con el propósito de aislar los diferentes ramales y conseguir con esto que en caso de una ruptura de la tubería, se cierren las válvulas pertinentes dejando fuera de servicio el tramo roto y permitiendo así que el resto de la red siga operando normalmente.

Por su parte el sistema de espuma está conformado por un proporcionador de espuma, que contienen un tanque de concentrado de 2000 gal, que posee dos bombas de desplazamiento positivo para el bombeo del concentrado mediante un motor eléctrico y otro de combustión interna (a) diesel.

Los tanques de combustible de la gasolinera serán protegidos mediante rociadores de espuma ubicados en la parte superior de los mismos, los cuales serán activados mediante la válvula de diluvio utilizada en los tanques.

En las bodegas existirá un sistema de rociadores de agua en caso de un incendio en esta zona, debido al material combustible almacenado.

Por otra parte hay que proteger el generador con espuma en su parte inferior, debido al posible derrame de combustible en esta zona.

En lo posible toda la línea será aérea, a excepción de que esta interfiera con la circulación de un camino o vía.

## **4.- PLAN MAESTRO DE PROTECCIÓN DE INCENDIOS.**

El plan maestro contra incendios tiene como finalidad el describir los lineamientos que se deben seguir el momento de combatir a un incendio. Los pasos de cada caso de incendio se detallan a continuación, para cada sistema uno de los sistemas contra incendios que tiene Balao, ya sea en el Área de Tanques o en el Terminal Marítimo.

### **4.1 Plan maestro de protección contra incendios del área de tanques**

#### **4.1.1 Incendio en el tanque 322001**

Al producirse un incendio en el tanque 322001 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-011) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-001), además de abrir las válvulas de diluvio para enfriar los tanques adyacentes:

Tanque 322002                      (FCV-002)

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½".

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 1

Monitor ME 2

Monitor ME 3

Monitor ME 4

Monitor ME 5

Monitor ME 6

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.1.2. Incendio en el tanque 322002**

Al producirse un incendio en el tanque 322002 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-012) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-002), además de abrir las válvulas de diluvio para enfriar los tanques adyacentes:

Tanque 322001           (FCV-001)

Tanque 322003           (FCV-002)

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 1

Monitor ME 2

Monitor ME 3

Monitor ME 4

Monitor ME 5

Monitor ME 6

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

### **4.1.3. Incendio en el tanque 322003**

Al producirse un incendio en el tanque 322003 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-013) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-003), además de abrir las válvulas de diluvio para enfriar los tanques adyacentes:

Tanque 322002            (FCV-002)

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 1

Monitor ME 2

Monitor ME 3

Monitor ME 4

Monitor ME 5

Monitor ME 6

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

### **4.1.4. Incendio en el tanque 322004**

Al producirse un incendio en el tanque 322004 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-014) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-004).

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 07

Monitor ME 08

Monitor ME 09

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.1.5. Incendio en el tanque 322005**

Al producirse un incendio en el tanque 322005 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-015) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-005), además de abrir las válvulas de diluvio para enfriar los tanques adyacentes:

Tanque 322006                      (FCV-006)

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 10

Monitor ME 11

Monitor ME 12

Monitor ME 13

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.1.6. Incendio en el tanque 322006**

Al producirse un incendio en el tanque 322006 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-016) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-006), además de abrir las válvulas de diluvio para enfriar los tanques adyacentes:

Tanque 322005            (FCV-005)

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 10

Monitor ME 11

Monitor ME 12

Monitor ME 13

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.1.7. Incendio en el tanque 322007**

Al producirse un incendio en el tanque 322007 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-017) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-007).

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 14

Monitor ME 15

Monitor ME 16

Monitor ME 17

Monitor ME 18

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.1.8. Incendio en el tanque 322008**

Al producirse un incendio en el tanque 322008 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-018) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-008).

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 14

Monitor ME 15

Monitor ME 16

Monitor ME 17

Monitor ME 18

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.1.9. Incendio en el tanque 322009**

Al producirse un incendio en el tanque 322009 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-019) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-009).

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½".

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 19

Monitor ME 20

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.1.10. Incendio en el tanque 322010**

Al producirse un incendio en el tanque 322010 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-020) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-010).

La espuma que se formará alrededor del tanque en la parte superior se lo realiza a través de 17 formadores de espuma de 1 ½”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 21

Monitor ME 22

Monitor ME 23

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque

## **4.2 Plan maestro de protección contra incendios del Terminal Marítimo Balao**

### **4.2.1 Incendio en la piscina “A”**

Al producirse un incendio en la piscina API “A” se deben abrir los monitores de espuma ubicados alrededor de la piscina, los cuales son:

Monitor ME 1

Monitor ME 2

Monitor ME 3

Monitor ME 4

Monitor ME 5

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en esta área.

### **4.2.2 Incendio en la piscina “B”**

Al producirse un incendio en la piscina API “B” se deben abrir los monitores de espuma ubicados alrededor de la piscina, los cuales son:

Monitor ME 6

Monitor ME 7

Monitor ME 8

Monitor ME 9

Monitor ME 10

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en esta área.

### **4.2.3. Incendio en el tanque de recuperación de crudo 1**

Al producirse un incendio en el tanque de recuperación de crudo 1 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-015) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-003), además de abrir las válvulas de diluvio para enfriar los tanques adyacentes:

Tanque Crudo 2           (FCV-004)

La espuma que se ingresara en el interior del tanque por la parte superior se lo realizará a través de una cámara de espuma de 4”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 11

Monitor ME 12

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.2.4. Incendio en el tanque de recuperación de crudo**

Al producirse un incendio en el tanque de recuperación de crudo 1 se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-016) y la que controla el agua de enfriamiento para el tanque (FCV-004), además de abrir las válvulas de diluvio para enfriar los tanques adyacentes:

Tanque Crudo 1            (FCV-003)

La espuma que se ingresara en el interior del tanque por la parte superior se lo realizará a través de una cámara de espuma de 4”.

En caso de un incendio en el cubeto debido a un derrame se debe accionar los monitores de espuma:

Monitor ME 11

Monitor ME 12

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en este tanque.

#### **4.2.5. Incendio en los tanques de combustible**

Al producirse un incendio en los tanques de combustible se debe abrir la válvula de diluvio que controla la espuma (FCV-002) hacia los rociadores.

Además se debe asegurar que ningún otro punto de la red hidráulica permanezca abierto el momento de un incendio en esta área.

## 5.- CONCLUSIONES.

### 5.1 Terminal Marítimo Balao

1. El actual sistema de defensa contra incendios del Terminal Marítimo Balao fue construido hace 37 años. La filosofía de detección es visual, la alarma y la extinción es manual, lo cual aumenta la probabilidad de accidentes que puedan afectar a las personas, a los bienes y al medio ambiente tanto dentro como fuera de los límites de la el riesgo de personas expuestos en caso de presentarse la secuencia accidental de emisión, incendio y explosión.
2. La tubería de la actual red de agua contra incendios tiene espesores de pared por debajo del permitido por ASTM para cédula 40.

	Diámetro Nominal (in)	Espesor SC 40 (mm)	Espesor Permitido (mm)	Espesor Medido (mm)
Punto 1	6	7,11	6,22	2,73
Punto 2	6	7,11	6,22	2,60
Punto 3	6	7,11	6,22	1,00
Punto 4	6	7,11	6,22	2,14
Punto 5	4	6,02	5,26	3,85
Punto 6	6	7,11	6,22	5,98

### 5.2 Área de tanques de almacenamiento

1. El grado de riesgo intrínseco calculado en el área de los tanques de almacenamiento de petróleo es de ocho (8), el cual determina los niveles de protección que deben implementarse de manera obligatoria de acuerdo a reglamentaciones internacionales para instalaciones petroleras; es decir la instalación debe disponer de sistemas automáticos de detección, alarma y supresión automática del incendio.

2. Actualmente los tanques de almacenamiento de petróleo del Terminal Marítimo Balao no disponen de un sistema de protección contra incendios listados y aprobados por organismos internacionales y peor aún en función del grado de riesgo intrínseco de la instalación. Los tanques tan solo poseen una protección de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) con un anillo de sistema catenario en la parte superior del techo flotante de los mismos, la cual es insuficiente e ineficiente por cuanto el CO<sub>2</sub> no es un gas extintor adecuado para incendios clase B – C, es decir para combustibles y en espacios abiertos (Clases de fuego UNE 23010). De igual manera el sistema de detección es inadecuado
  
3. Como parte de la implementación de los sistemas contra incendios en el área de tanques del Terminal Balao, la Gerencia de Oleoducto ha construido las piscinas de almacenamiento de agua de una capacidad de 76.636 barriles, con capacidad de abastecer por un tiempo de 8.5 horas para el máximo evento que se pudiera presentar.

## **6.- RECOMENDACIONES**

### **6.1 Área del Terminal Marítimo Balao**

A continuación se describen las recomendaciones que se deben implementar en el Terminal Marítimo de Balao:

1. Cambiar en su totalidad la línea de agua existente en Terminal, la misma que debe ser aérea y poseer protección debido a la salinidad del ambiente y del agua.
2. Aumentar una bomba impulsada con motor de eléctrico de 1500 GPM con una potencia asociada de 250 HP y una altura de 110 m. a fin que el sistema pueda funcionar en paralelo con el actual sistema de bombeo existente en el terminal, y cumplir además con la normativa de disponer dos grupos de bombeo accionados por sistemas motrices diferentes.
3. Reubicar la bomba jockey existente, la misma que debe ser conectada en paralelo al grupo de bombeo del sistema contra incendios.
4. Instalar sistemas satélites de los proporcionadores de espuma, los cuales, ayudan a disminuir los costos de tubería.

### **6.2 Área de tanques de almacenamiento**

1. Apoyar y facilitar la ejecución de proyectos y planes de mejora para la disponibilidad de sistemas fijos de control de incendios totalmente automatizados y acordes a las actuales tecnologías del mercado a fin de mejorar la eficacia de los sistemas y reducir los riegos laborales.

## 6.3 Recomendaciones generales

1. Implementar un sistema de detección y supresión automático de incendios que posea la capacidad de alertar la presencia de flama en las áreas identificadas como de riesgo, así como también permitir la supresión del incendio de forma automática.
2. Las adquisiciones y obras de construcción de los sistemas contra incendios deberán estar bajo normas aceptables en la industrial internacional de producción y transporte de petróleo, prevaleciendo siempre la Norma más exigente en caso de conflictos entre ellas.
3. Por intermedio de la Gerencia de Oleoducto, entregar al constructor de los sistemas contra incendios “El plan maestro contra incendios” a fin de que se diseñe e implemente la programación e la lógica de control del sistema de detección.
4. Los sensores detectores de flama del área de tanques, transmitirán la información mediante enlaces de radio al panel de detección de flama y posteriormente a un concentrador de datos que debe ser instalado en Terminal Marítimo Balao, el cual permitirá disponer de la opción de una interconexión con el Sistema de Control del SOTE, DELTA V.
5. Implementar una estrategia para negociar con los aseguradores y reaseguradoras del Sistema Petroecuador, la reducción de las primas de pólizas y seguros por la mejora de los sistemas de prevención y protección.
6. Implementar una política de seguridad ponderando los posibles riesgos en función de la probabilidad de ocurrencia de los mismos, así como de la magnitud y alcance de las catástrofes de ellos derivadas, ya sea de corto, mediano y largo plazo.

## **7.- BIBLIOGRAFÍA**

1. REAL DECRETO 2085/1994, de 20 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Petrolíferas (BOE número 23 de 27/1/1995). Establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones Petrolíferas.
2. Villanueva Muñoz, J.L.  
NTP 36: Riesgo intrínseco de incendio (I)  
Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 1982
3. Villanueva Muñoz, J.L.  
NTP 36: Riesgo intrínseco de incendio (II)  
Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 1982
4. Villanueva Muñoz, J.L.  
NTP 100: Evaluación del riesgo de incendio. Método de Gustav Purt  
Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 1984
5. Villanueva Muñoz, J.L.  
NTP 36 y 37: Riesgo intrínseco de incendio (I y II)  
Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 1983
6. Guiomar Duarte Viejo.  
NTP 599: Evaluación de riesgo de incendio  
Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 1984
7. EVALUACIÓN DEL RIESGO DE INCENDIO. MÉTODO GRETENER

CEPREVEN, 1988

8. REAL DECRETO 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios (BOE nº 298 de 14 de diciembre de 1993). Establece requisitos que deben cumplir aparatos, equipos y sistemas de protección contra incendios, así como su instalación y mantenimiento. Modificado por Orden de 16 de abril de 1988 sobre normas de procedimiento y desarrollo del Real decreto 1942/93 (BOE 28 de abril de 1998)
  
9. REAL DECRETO 2177/1996  
NBE-CPI/96: Condiciones de protección contra incendios en los edificios, 1996
  
10. REAL DECRETO 1254/1999, de 16 de julio, por el que se aprueban las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas (BOE de 20 de julio de 1999)
  
11. REAL DECRETO 379/2001, de 6 de abril por el que se aprueba el Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias. MIE-APQ-1, MIE-APQ-2, MIE-APQ-3, MIE-APQ-4, MIE-APQ-5, MIE-APQ-6, MIE-APQ-7 (BOE nº 94 de 19 de abril de 2001).
  
12. REAL DECRETO 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.
  
13. Emilio Turno Sierra  
NTP 766: Carga de fuego ponderada, parámetros de cálculo  
Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 2004
  
14. REAL DECRETO 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra Incendios en Establecimientos Industriales (BOE nº 304 de 17 de diciembre de 2004)

15. REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. DS-SI: Documento Básico de Seguridad en caso de incendio.

16. REAL DECRETO 393/2007, de 23 de marzo, por el que se aprueba la Norma Básica de Autoprotección de los centros, establecimientos y dependencias dedicados a actividades que puedan dar origen a situaciones de emergencia (BOE nº 72 de 24 de marzo de 2007)

17. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

API RP 500B: Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Drilling Rigs and Production Facilities on Land and on Marine Fixed and Mobile, 1987

18. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

API 650: Welded Steel Tanks for Oil Storage, 2001

19. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2001

20. AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS

ASTM A 53: Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless, 2001

21. AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS

ASTM A 105: Standard Specification for Carbon Steel Forgings for Piping Applications, 2001.

22. AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS

ASTM A 106: Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service, 1999

23. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

NFPA-11: Standard for Low-Expansion Foam, 1998

24. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

NFPA-11A; Standard for Medium- and High-Expansion Foam Systems, 1999

25. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

NFPA-20: Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection, 1999

26. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

NFPA-30: Flammable and Combustible Liquids Code, 2000

27. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

NFPA-70: National Electrical Code, 2002

28. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION

NFPA-72: National Fire Alarm Code, 1999

29. Storch de Gracia J.M.

Manual de Seguridad Industrial en plantas químicas y petroleras, Mc. Graw Hill, Volumen I y II. 1998

