

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y MANUFACTURERA



170

**"ANALISIS DE RIESGO Y OPERABILIDAD (HAZOP)  
PARA PLANTAS DE PROCESO"**

INFORME TECNICO

PARA LA OBTENCION DEL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO QUIMICO

PRESENTADO POR:

RAFAEL OSCAR CERNA MANTILLA

PROMOCION : 89 - 1

UNI, NOVIEMBRE DE 1999

**Este trabajo esta dedicado a mi madre  
Rosalia Mantilla R. cuyo cariño siempre  
me estará guiando, a mi esposa Sofia Loli  
por su amor y paciencia y a mis hijos  
Rafael y Oscar por ser mis motivaciones**

**Agradezco a la Cía. Occidental Peruana Inc. por permitir mi desarrollo profesional en el área de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional e Ingeniería de Riesgos, el cual adquirí a través de su Departamento de Seguridad Industrial en el las operaciones de los Lotes 1-AB (Selva) & 11 (Talara).**

## **INDICE**

### INTRODUCCION

#### CAPITULO I

- 1.1 Nombre y razón social de la empresa
- 1.2 Desarrollo de la empresa en el Perú
- 1.3 Políticas Generales de la empresa
- 1.4 Dirección
- 1.5 Sector al cual pertenece
- 1.6 Organigrama de la Organización OXY – Lote 1-AB

#### CAPITULO II

- 2.1 Desarrollo profesional
- 2.2 Funciones asignadas al cargo desempeñado
  - 2.2.1 Actividades de Evaluación de Riesgos en Plantas de Proceso
  - 2.2.2 Actividades de Planificación en Plantas de Proceso
  - 2.2.3 Actividades de Emergencia en las Plantas de Proceso
  - 2.2.4 Actividades de Inspecciones Planificadas en las Plantas de Proceso.
  - 2.2.5 Actividades de Investigación de Accidentes e Incidentes y de Tránsito.
  - 2.2.6 Actividades de Control de Trabajos en Areas de Riesgo en las Plantas de Proceso.
- 2.3 Funciones desempeñadas que necesitan el conocimiento de técnicas profesionales.

#### CAPITULO III

- 3.1 Línea de Producción a que se dedica

3.2 Proceso de Producción del Lote 1-AB

3.3 Layout de las Plantas de Producción de la Unidad de Negocios de Jibarito

## CAPITULO IV

4.1 Introducción

4.2 Discusión

4.3 Estudio HAZOP de la Planta de Proceso de Dorissa.

4.3.1 Objetivos

4.3.2 Alcances

4.3.3 Característica principal de la actividad en la Planta de Proceso de Dorissa.

4.3.4 Cantidad y Tipo de personal administrado

4.3.5 Distribución del Preplaneamiento Hazop – Dorissa

4.3.6 Logística del Estudio Hazop – Dorissa.

4.3.7 Desarrollo del Nodo N°2 Tratador / Separador V-1201

4.3.8 Conclusiones y Resultados Finales

4.4 Estudio Hazop de la Planta de Tratamiento de Gas de San Jacinto.

4.4.1 Objetivos

4.4.2 Alcances

4.4.3 Característica principal de la actividad en la Planta de Tratamiento de Gas de San Jacinto.

4.4.4 Características técnicas de los compresores de gas.

4.4.5 Características técnicas del enfriador de gas / agua

4.4.6 Características técnicas del compresor de Freon

4.4.7 Características técnicas del Regenerador de Glicol

4.4.8 Características técnicas de los intercambiadores de calor.

4.4.9 Desarrollo del Nodo N° 14: Regenerador de Glicol.

4.4.10 Conclusiones y resultados finales

## CAPITULO V

5.1 Objetivos

5.2 Organización de Emergencia en caso de Incendios – Dorissa.

5.3 Recursos disponibles

- 5.4 Escenarios de Riesgo
- 5.5 Acciones Prioritarias
- 5.6 Procedimiento General para situaciones de Emergencia.
- 5.7 Personal necesario para combatir la Emergencia.
- 5.8 Descripción de los Escenarios de Riesgos.
  - 5.8.1 Riesgo Mayor # 1: Incendio en el Tanque T-1202 con radiación de calor al tanque T-1201.
  - 5.8.2 Riesgo Mayor # 2: Incendio en el Area de Tanques Diesel T-1212 / T-1209 / T-1208.
  - 5.8.3 Riesgo Mayor # 3: Incendio con Derrame en el área de Tratadores y/o Separadores V-1201 / V-1213 / V-1214.
  - 5.8.4 Riesgo Mayor # 4: Incendio en el área del Foam Knock – Out.

## CAPITULO VI

- 6.1 Objetivos
- 6.2 Antecedentes
- 6.3 Ventajas del Formador de Espuma de Doble Jet
  - 6.3.1 Seguridad
  - 6.3.2 Mantenimiento
  - 6.3.3 Técnicas
  - 6.3.4 Economía
  - 6.3.5 En Resumen
- 6.4 Datos Disponibles
- 6.5 Cálculo de la Demanda Mínima de Solución y Concentrado
- 6.6 Cálculo del Formador de Espuma.
  - 6.6.1 Velocidad de Ingreso al Sistema
- 6.7 Cálculo de la Velocidad de Salida en el Jet # 1, V1
- 6.8 Cálculo del diámetro del Jet # 1, d1
- 6.9 Cálculo del diámetro del Jet # 2, d2
- 6.10 Diámetro de la Garganta de Salida, d3
- 6.11 Cálculo del orificio de succión de concentrado, d4
- 6.12 Cálculo del orificio de succión de aire, d5

## CONCLUSIONES

## BIBLIOGRAFIA

## ANEXOS

- Anexo N° 1 Perú – Mapa de Ubicación.
- Anexo N° 2 Lote 1-AB
- Anexo N° 3 Diagrama de Flujo de la Planta de Proceso de Jibarito
- Anexo N° 4 Diagrama de Flujo de la Planta de Proceso de Huayuri
- Anexo N° 5 Diagrama de Flujo de la Planta de Proceso de Dorissa
- Anexo N° 6 Diagrama de Flujo Simplificado de Dorissa
- Anexo N° 7 Diagrama de Instrumentación Tratadores / Separadores Dorissa
- Anexo N° 8 Diagrama de Flujo del sistema Gas generadores de Planta Dorissa
- Anexo N° 9 Diagrama del Nodo N° 2 Tratador V-1201 Dorissa
- Anexo N° 10 Diagrama de Flujo de la Planta de Tratamiento de Gas San Jacinto
- Anexo N° 11 Diagrama del Nodo N° 14 Regenerador de Glicol San Jacinto
- Anexo N° 12 Sistema Contraincendios Dorissa
- Anexo N° 13 Sistema Contraincendios basados en espuma.
- Anexo N° 14 Protección de los Tanques con Techo Fijo para el Almacenamiento de Hidrocarburos
- Anexo N° 15 Pruebas Analíticas para determinar la eficiencia de las espumas
- Anexo N° 16 Descripción de la Red de Agua Contraincendios de Capahuari Sur
- Anexo N° 17 Procedimiento para la Operación de Equipos de Inyección de Espuma Bajo Superficie
- Anexo N° 18 Procedimiento para el mantenimiento periódico y prueba de los Equipos de Inyección de Espuma Bajo Superficie
- Anexo N° 19 Procedimiento para el Cambio de Concentrado de Espuma en los Equipos de Inyección Bajo Superficie

## **INTRODUCCION**

El presente trabajo consiste principalmente en presentar los conceptos y técnicas del Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP) para Plantas de Proceso de Dorissa y San Jacinto, donde tuvo participación el autor de éste informe, como un aporte profesional que significó la oportunidad de aplicar los conocimientos de la Ingeniería Química; tanto en beneficio de la Empresa al ver las metas corporativas culminadas de las recomendaciones de Ingeniería de Riesgos, como en beneficio del autor al haber aprovechado las circunstancias para aumentar su experiencia profesional.

En el segundo capítulo se hace una breve descripción de la trayectoria profesional del autor dentro del Departamento de Seguridad Industrial de Occidental.

En el tercer capítulo se describe el proceso de producción de petróleo en el Lote 1-AB.

Para facilitar el entendimiento del HAZOP, en el cuarto capítulo se realiza una descripción del análisis y se describen los procesos de producción en las Plantas de Dorissa y de Tratamiento de Gas de San Jacinto. Seguidamente se describen el estudio para Tratador / Separador V-1201 y el Regenerador de Glicol V-1416.

En el quinto capítulo se describen los Planes de Emergencia en Caso de Incendios, mencionando la organización, recursos disponibles, escenarios de riesgo probables y las acciones prioritarias que debe de realizar el personal mientras llegue la ayuda de las otras bases.

El sexto capítulo se trata el diseño de un sistema de protección para los tanques de almacenamiento de petróleo utilizando la inyección de espuma bajo superficie. Dicho sistema es utilizado en todas las Plantas de Proceso de Occidental.

En el séptimo y último capítulo, se concluye que los conocimientos de procesos adquiridos en Ingeniería Química, han permitido aportar al Departamento de Seguridad Industrial la identificación, documentación y eliminación de los peligros en el proceso por medio de ideas innovadoras. A su vez, los conocimientos adquiridos en el Departamento de Seguridad Industrial de Occidental han determinado un cambio en mi conciencia de seguridad, ya que en donde desarrolle mi actividad profesional ayudaré a la gerencia en aumentar las utilidades controlando las pérdidas por accidentes industriales que generen daños a las instalaciones o lesiones personales y haciendo el ambiente laboral más seguro y eficiente.

## **CAPITULO I**

### **ORGANIZACION DE LA EMPRESA**

#### **1.1. Nombre y Razón Social de la Empresa**

OCCIDENTAL PERUANA INC., Sucursal del Perú

#### **1.2. Desarrollo de la Empresa en el Perú**

Occidental Petroleum Corporation (OXY) es una compañía activa en la exploración y producción de petróleo en 22 países alrededor del mundo. En el Perú está vinculada a la exploración y producción de petróleo desde 1968. En ese año firmó un contrato de exploración de petróleo en el zócalo continental, frente a las costas de Lambayeque, La Libertad y Ancash. Durante esta etapa se perforaron dos pozos (Ballena y Delfín) desafortunadamente con resultados negativos.

En 1971, firmó contrato por el Lote 1-AB en la Cuenca del Marañón y luego de una exitosa campaña de exploración, empezó a producir petróleo en 1975. Desde entonces, ha sido el principal productor de petróleo del país, produciendo en la actualidad, después de 25 años, aproximadamente 45,000 barriles diarios.

En su esfuerzo por descubrir nuevas reservas de petróleo OXY a efectuado exploraciones, aunque sin éxito en la cuenca Ucayali (Lote 36), en la cuenca Marañón (Lote 4), en el Lote 72 (Tarapoto) y en el Lote 54 (en sociedad con Pluspetrol).

Condujo, además, un programa de recuperación secundaria durante 15 años en la cuenca de Talara.

En la actualidad, OXY sigue perforando y produciendo en el Lote 1-AB a través de su subsidiaria “Occidental Peruana Inc., Sucursal del Perú” (ver anexo N° 1).

### **1.3. Políticas Generales de la Empresa**

Occidental cuenta con una política corporativa de Salud, Protección Ambiental, Seguridad Industrial y de Relaciones Comunitarias cuyos principios deben ser aplicados por todas sus operaciones en los diferentes países. Considera, entre otros aspectos, la protección del ambiente, la conservación de los recursos naturales, la seguridad de los trabajadores OXY y Contratistas y miembros de las comunidades circunvecinas.

La política de Occidental incluye además los “Principios del Buen Vecino” por los cuales se compromete a realizar sus actividades empresariales cumpliendo respetuosamente las normas legales, culturales y sociales de las comunidades que viven en las áreas de contrato.

### **1.4. DIRECCION:**

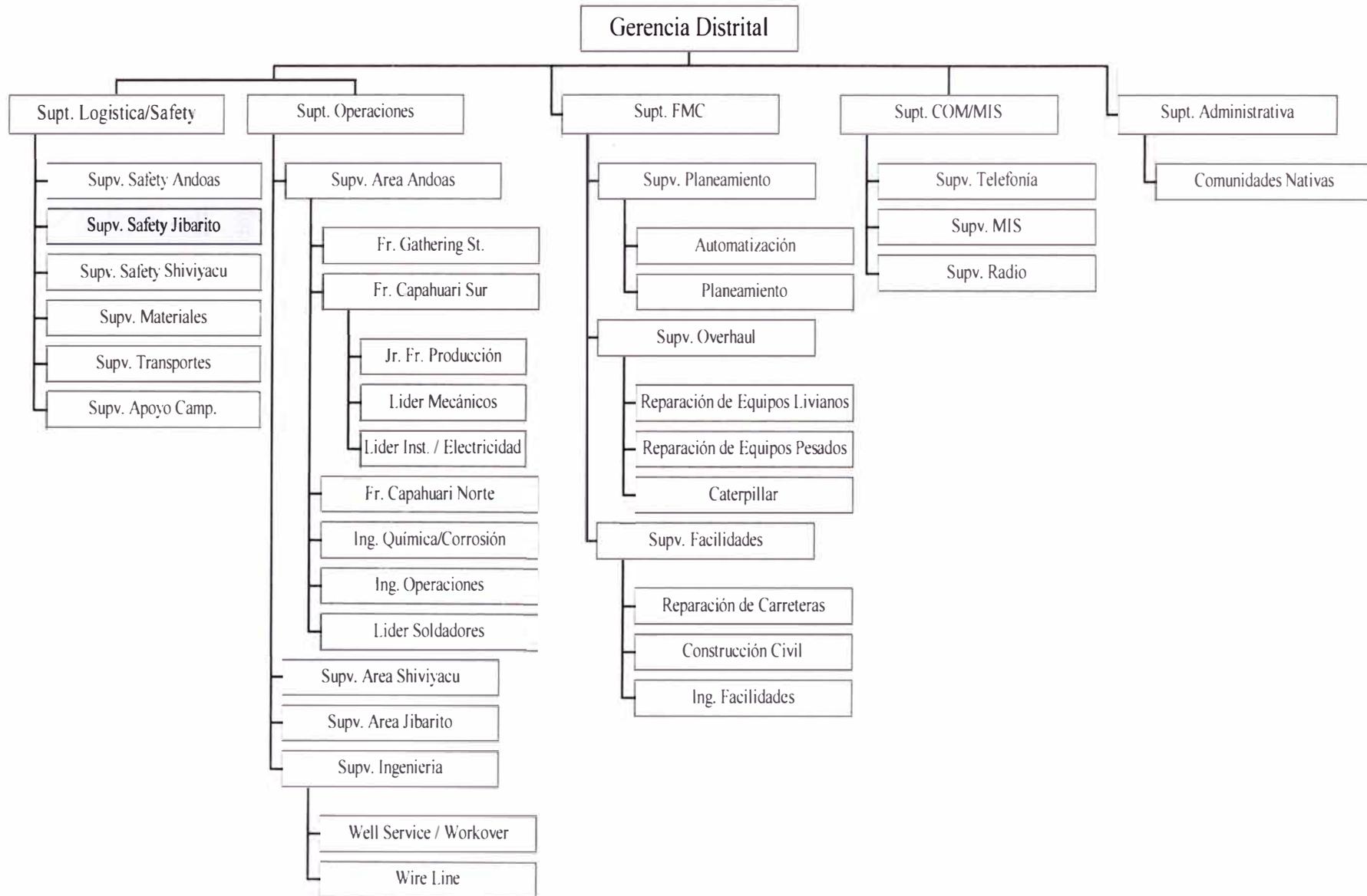
Oficinas Lima: Los Forestales N° 910,  
La Molina - Lima 12  
Telefono: 317 – 4000

Plantas de Proceso: Lote 1 – AB  
Andoas, Región Maynas -Loreto

### **1.5. SECTOR AL CUAL PERTENECE:**

Hidrocarburos

## 1.6. Organigrama de la Organización de Occidental Peruana Inc. - Lote 1-AB (Operación Selva)



## **CAPITULO II**

### **ACTIVIDAD PROFESIONAL**

#### **2.1. Desarrollo Profesional**

Todo el desarrollo profesional del autor del presente informe se ha realizado en la Empresa Occidental Peruana INC., Sucursal del Perú.

El suscrito ingresa en Setiembre de 1992 como practicante al Departamento de Seguridad Industrial, siendo asignado al cargo de asistente de la Superintendencia durante el cual desarrollo actividades administrativas y de entrenamiento en Políticas y Procedimientos de Trabajos Seguros en las Plantas de Proceso al personal OXY y Contratistas.

En Julio de 1993 fui contratado como Técnico Jr. en Seguridad Industrial. En Setiembre de 1994, fui trasladado al Lote 11 – Talara, para desempeñar funciones en la Superintendencia de Seguridad Industrial, labor que desarrolle hasta Diciembre de 1994 (fecha en que Occidental finaliza el Contrato de Explotación del Lote 11 (Talara), después de 15 años de explotación fue devuelto al estado peruano a través de su representante Perú Petro).

En Enero de 1995 fui nombrado, asumiendo el cargo Técnico Sr. en Seguridad Industrial, labor que realice en los diferentes Campos de Producción en el Lote 1-AB.

En Enero de 1997 asumí el cargo de Especialista Jr. en Seguridad Industrial, siendo asignado a la Unidad de Negocios de Jibarito, incrementando mis responsabilidades en la empresa.

## **2.2. Funciones asignadas al cargo desempeñado**

### **2.2.1. Actividades de Evaluación de Riesgos en Plantas de Proceso:**

- Efectuar estudios de identificación y análisis de riesgos de las plantas de proceso de un modo sistemático, utilizando un equipo de personas experimentadas en la gerencia de riesgos de proceso, asuntos de Salud Ocupacional y Seguridad Industrial.
- Participación en los estudios de Riesgo y Operabilidad de las Plantas de Proceso.
- Evaluación de los diseños de las instalaciones en las plantas de proceso, factores humanos y operación de instalaciones de las plantas de proceso.
- Identificar riesgos de seguridad y a la salud basados en los potenciales eventos de peligro resultantes de actividades en los sitios de trabajo y plantas de proceso, estructuras, materiales y equipos utilizados en el sitio y durante actividades de transporte.

- Identificar los riesgos ambientales basados en los efectos causados por la descarga a tierra, agua y aire; disposición final de desechos; uso de los recursos naturales; ruido; olor; polvo y efectos de vibración en el personal y ecosistemas específicos.
- Evaluar los riesgos operacionales basados en la probabilidad de ocurrencia y la severidad de las consecuencias sobre los trabajadores, ambiente y activos de la compañía.
- Re-evaluar los riesgos a las instalaciones en las plantas de proceso cuando se efectúe un cambio físico u operacional.
- Analizar los nuevos diseños en las plantas de proceso: diseño conceptual y de detalle, las actividades de construcción , operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Considerar potenciales situaciones de emergencia e incidentes industriales.
- Involucrar al personal de todo nivel organizacional en los simulacros de emergencia.
- Documentar la identificación de peligros / riesgos y las medidas adoptadas o planificadas para su eliminación en las plantas de proceso (inspecciones planificadas, mantenimiento, procedimientos de trabajo seguro, planes de emergencia, etc.).
- Diseñar y construir instalaciones acordes con reconocidos códigos y estándares de ingeniería de la industria (ANSI, API, NFPA, OSHA, etc.)

- Instalar equipos apropiados para el control de peligros / riesgos en las plantas de proceso (detectores de gases explosivos, redes de agua contraincendios, válvulas de seguridad, discos de ruptura, etc.)
- Establecer un programa de Equipos de Protección Personal para el personal.

### **2.2.2. Actividades de Planificación en las Plantas de Proceso:**

- Identificar tareas críticas relacionadas con las actividades de operación y mantenimiento que requieran normas, procedimientos o instrucciones formales de trabajo.
- Realizar análisis de tareas en todo procedimiento relacionado a tareas críticas (actividades de trabajo que son vitales para garantizar la integridad de un bien, prevenir accidentes, proteger la producción y/o que poseen riesgos o peligros inherentes a su ejecución).
- Comunicar los procedimientos de trabajo a todo el personal para su debida ejecución.
- Incluir normas y procedimientos de trabajo en los entrenamientos y material de referencia correspondiente.
- Desarrollar y ejecutar un programa de inspecciones previas al arranque de las plantas de proceso, tanto para instalaciones nuevas como modificadas.
- Desarrollar y ejecutar un sistema de identificación y control de peligros originados por cambios propuestos en las plantas de producción, personal y procedimientos.

**2.2.3. Actividades de Emergencias en las Plantas de Proceso:**

- Desarrollar y mantener planes para administrar y responder ante las emergencias. Actualizarla periódicamente.
- Conducir entrenamientos y simulacros de respuesta de emergencia periódicamente.
- Coordinar las evaluaciones periódicas de los sistemas de alarma, detección y parada de emergencia.
- Mantener un manual de referencia sobre químicos peligrosos y sus respectivas Hojas de Seguridad de Materiales (MSDS).

**2.2.4. Actividades de Inspecciones Planificadas de las Plantas de Proceso:**

- Efectuar inspecciones regulares de instalaciones y equipos en las Plantas de Proceso con el fin de asegurar que su condición sea adecuada para el propósito requerido y que cumplan con los estándares de diseño.
- Documentar las novedades detectadas y las respectivas acciones correctivas.
- Revisar los procedimientos e instrucciones de trabajo con el propósito de eliminar las acciones subestándares identificadas.

### **2.2.5. Actividades de Investigación de Accidentes e Incidentes Industriales y de Tránsito:**

- Asesorar a la Gerencia, Supervisión de Área en la investigación de los accidentes (un acontecimiento no deseado que resulta en daño a las personas, daño a la propiedad ó pérdidas en el proceso), incluyendo aquellos incidentes potencialmente serios (un acontecimiento no deseado, el que bajo circunstancias ligeramente diferentes, podría haber resultado en lesiones a las personas, daño a la propiedad o pérdida en el proceso).
- Determinar las circunstancias y causas básicas de los accidentes y/o incidentes y distribuir la información a los trabajadores.
- Desarrollar planes de corrección de las deficiencias identificadas.
- Realizar el seguimiento a las recomendaciones para eliminar la recurrencia de los mismos.

### **2.2.6. Actividades de Control de Trabajos en Áreas de Riesgo en las Plantas de Proceso:**

- Desarrollar y evaluar procedimientos de trabajo para áreas de riesgo en las Plantas de Proceso.
- Ejecutar controles para asegurar que los trabajadores cumplan con los lineamientos de los permisos de trabajos respectivos.
- Coordinar con la Supervisión de Producción de las Plantas de Proceso la toma de acciones para eliminar los riesgos en el desarrollo de los trabajos.

### **2.3. FUNCIONES DESEMPEÑADAS QUE NECESITAN EL CONOCIMIENTO DE TECNICAS PROFESIONALES**

- Análisis de nodos ó unidades de producción para el desarrollo del HAZOP (Estudios de Riesgo y Operabilidad de una Planta de Proceso). En donde se aplican los conceptos de ingeniería (Cantidad de Movimiento, Transferencia de Calor, Instrumentación, Diagramas de Flujo, Materiales Industriales y Corrosión).
- Análisis de Investigación de Accidentes para determinar las causas y las consecuencias. Flujograma para la investigación de Accidentes.
- Utilización de Normas ANSI, NFPA (Lucha Contra incendios), NEC (Códigos Eléctricos) y lista de verificación para el desarrollo de las Inspecciones de Planta Planificadas.
- Utilización de Procedimientos de Trabajo, Tareas Críticas y la Lista de Verificación de la Eficiencia.
- Técnicas de Monitoreo de los agentes que causan enfermedades ocupacionales al trabajador (ruido, calor, gases tóxicos, gases explosivos, vibración, luminosidad, etc.)

## **CAPITULO III**

### **PROCESOS DE PRODUCCION DEL LOTE 1-AB**

#### **3.1. Línea de Producción a que se dedica:**

Extracción de Petróleo

#### **3.2. Proceso de Producción del Lote 1-AB:**

El Lote 1-AB posee ocho (08) Unidades de producción (Capahuari Sur, Capahuari Norte, Huayuri, Dorissa, Jibarito, Shiviyaçu, Forestal y San Jacinto); una (01) Unidad de Destilación Primaria de Diesel (Topping Plant); una (01) base de Entrega y Fiscalización (Gathering Station) y dos (02) bases de Apoyo Logístico (Andoas y Teniente López), según se muestra en el anexo N°2 .

El petróleo es extraído de las formaciones denominadas Vivían (petróleo liviano de 35 API) y Chonta (petróleo pesado de 10 API), las cuales están a una profundidad de 13,000 pies aproximadamente por medio de bombas electrosumergibles o re-inyección de gas.

El petróleo es recolectado y transportado a través de tuberías independientes (que van de 4" a 10" de diámetro) hacia las plantas de proceso, en donde es tratado para eliminar la mayor cantidad de agua de formación, sales disueltas y gases.

Luego cada Unidad de proceso envía el petróleo hacia la Unidad de Entrega y Fiscalización de Gathering Station, en donde se le da el ultimo tratamiento, logrando las especificaciones que exige Perú Petro. Seguidamente es entregado a la estación de Bombeo de Petro Perú – Andoas.

Finalmente, el petróleo es bombeado a través del Oleoducto Nor-Peruano hacia Bayobar.

### **3.3. Layout de las Plantas de Producción de la Unidad de Negocios de Jibarito:**

Actualmente OXY me ha asignado realizar labores de Supervisión en Seguridad Industrial, Higiene Industrial e Ingeniería de Riesgos en la Unidad de Negocios de Jibarito.

Dicha Unidad de Negocios está conformado por las Plantas de Proceso de Jibarito, Huayurí y Dorissa (véase anexos 3, 4 & 5).

## CAPITULO IV

### ESTUDIO DE RIESGO Y OPERABILIDAD (HAZOP)

#### 4.1. Introducción:

Un estudio de riesgo y operabilidad (HAZOP) es un método simple pero estructurado para la identificación del riesgo. Este es un programa que permite al usuario emplear la imaginación en la identificación de problemas de riesgos y operacionales.

Un HAZOP involucra un análisis sistemático y metódico de los documentos del diseño que describe la planta de proceso.

El estudio es realizado por un equipo multidisciplinario para identificar los problemas de riesgo u operabilidad que podrían resultar en accidente. Las desviaciones de los valores del diseño o parámetros claves son estudiadas usando **palabras guías** para controlar la evaluación del análisis. Esto supone que los valores de diseño de los flujos, temperaturas y otras variables del proceso son inherentemente seguros y operables. El equipo de estudio consiste de personal entrenado, con conocimientos en las operaciones y tecnología con la experiencia técnica necesaria para responder la mayoría de preguntas surgidas durante la revisión sin ayuda exterior.

La revisión es usada para:

- Proveer a la administración los conocimientos de donde pueden existir los riesgos potenciales y provee un vehículo para posteriores recomendaciones para los diseños de planta o modificaciones procesales.
- Proveer documentación relacionada con la seguridad de todas las líneas y piezas del equipamiento de la planta, el cual es muy útil cuando se realizan las modificaciones.
- Proveer una base para un Programa de Gerencia de Riesgos, como generalmente es ordenado por las leyes en California, Delaware y New Jersey y bajo consideración en otros estados. La Administración de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional (OSHA) también está estableciendo las guías de consulta que se centrarían en el trabajador pero asignaría con eficacia el mismo tipo por mandato de programa.
- El procedimiento HAZOP aplicado a la Planta de Proceso de Dorissa sigue los lineamientos dados por el Instituto Americano de Ingeniería Química (AIChE) para la Evaluación de los Riesgos (1987).

Si un HAZOP es realizado y las modificaciones posteriores se ponen para mitigar el riesgo, entonces la planta será operada bajo algunos riesgos menores que antes del estudio HAZOP.

#### **4.2. Discusión:**

La siguiente discusión es una revisión metódica de un HAZOP, sus fuerzas y debilidades. También se introduce el acercamiento básico de las palabras guías del HAZOP según atribuido originalmente al Imperial Chemical Industries Ltd (ICI) y definido por el Chemical Process Safety desarrollado a través de aplicaciones prácticas para los usuarios.

Como punto de partida definiremos los siguientes términos:

- **Peligro (Hazard):** Cualquier cosa (reacciones químicas, mal funcionamiento del equipo o error del operador) que puede conducir a un evento indeseado.
- **Operabilidad:** Cualquier cosa que cause el operador para improvisar en sus acciones.

Estas definiciones son una parte importante de la premisa básica del HAZOP que el proceso no tiene peligros inherentes o problemas de funcionamiento cuando la unidad está operando según el diseño, y es definido por los documentos básicos tal como los diagramas de flujo del proceso, especificaciones del equipo y procedimientos de operación. En otras palabras, allí no hay desviaciones ni hay problemas.

Un HAZOP es una metodología simple formalizada para identificar y documentar peligros por medio de ideas innovadoras. Como se mencionó, la metodología fue originalmente introducida por el ICI.

Aún cuando una herramienta útil y poderosa es apropiadamente usada, esto puede ser una pérdida de tiempo si la documentación y los planos de la planta están desactualizados ó si los requerimientos básicos de seguridad son ignorados.

Un HAZOP puede ser realizado en cualquier momento durante el diseño y operación de una planta, puede proveer un método analítico veraz para identificar peligros.

El objetivo es buscar el "Punto débil" en una planta de proceso y proporcionar una base para desarrollar procedimientos o controles de ingeniería con el fin

de eliminar ó disminuir los riesgos del área en donde el problema fue identificado.

Durante la etapa del diseño de una planta de proceso, el HAZOP se realiza generalmente en el momento en que se realizan los "Diagramas de Proceso y Diagramas de Instrumentación" (P&ID's).

También éste análisis es una herramienta recomendada cuando se trabajan modificaciones o reconstrucciones de una planta, puesto que los cambios en el diseño básico introducen oportunidades para el error que pudo no ser obvio excepto cuando son revisados como parte de un "sistema" en lugar de un cambio localizado.

Frecuentemente un HAZOP es realizado siguiendo un incidente o accidente que ha resultado en un derrame serio de producto de proceso o daño a las instalaciones. El HAZOP es también frecuentemente realizado a pedido de una agencia administrativa que ejerce este mandato.

Cualquiera de estas situaciones, sugiere generalmente alguna manera de identificar peligros, seguido por un análisis del peligro crítico identificado. Muy frecuentemente, estas situaciones ocurren en plantas con largas historias de operación más que en las nuevas instalaciones.

En estos tipos de situaciones, es esencial una documentación completa y actualizada. Como se estableció antes, un HAZOP es apropiado para cualquier instalación con diagramas tipo P&ID. La importancia de tener la documentación completa y actualizada para el HAZOP no puede ser exagerado y con esto en mente, es normal y prudente que el HAZOP sea realizado en la locación que tenga la documentación a la mano.

Durante la fase del diseño, esto es se realiza usualmente en la oficina del contratista constructor. Para modificaciones o reconstrucciones de una unidad

existente, esta documentación es típicamente el diseño de distribución de la planta.

Un HAZOP no es un análisis para determinar cuan lejos uno llega removiendo físicamente cualquier peligro o mitigando las consecuencias. Además no es responsabilidad del equipo HAZOP conseguirlo con respecto a la ingeniería o problemas del proceso.

Esto se puede lograr más adelante y el equipo de análisis no tendría el tiempo suficiente para lograrlo. El equipo de análisis también debe mantener en mente que los riesgos pueden ser mitigados frecuentemente por cambios procesales institucionales en vez de cambios que requieren uso de capital. Frecuentemente, una combinación de cambios procesales y de ingeniería es utilizada en la mitigación.

Como se menciona antes, las palabras guías HAZOP se enfocan en las desviaciones de los parámetros normales o diseños de operación. Esto es intuitivamente fácil de ver como se aplica de estado estacionario a las operaciones.

Esto es igualmente aplicable a operaciones discontinuas o semi continuas, ya que la premisa básica es que las operaciones normales son intrínsecamente seguras y que las desviaciones que son la fuente de problemas desconocidos permanecen igual.

Como un auxiliar del esfuerzo del HAZOP, el equipo encuentra a menudo la necesidad de repasar los procedimientos desde un punto de vista crítico en lugar de usarlos como documentos de fondo.

Estas revisiones procesales tratan tales ítems como arranque, parada, cargando o descargando materiales peligrosos agudos y otras circunstancias inusuales que pueden afectar al trabajador o a la Seguridad Operacional.

Una simple revisión del método HAZOP nos sirve para delinear los peligros inherentes en el proceso, después revisar el procedimiento existente contra el procedimiento simple idealizado.

Muchas cosas pueden ser aprendidas con este acercamiento, durante la preparación del procedimiento uno pasa por alto a menudo los problemas básicos debido a la necesidad del desarrollo detallado de las instrucciones claves.

Esta simple revisión evalúa el procedimiento en cuanto a su minuciosidad y lo completo y también educa a los miembros del Equipo de Análisis. Este aspecto educativo se puede observar fácilmente tratando procedimientos críticos en el inicio del HAZOP.

Las palabras guías básicas del HAZOP y sus extensiones lógicas para los parámetros de operación son como sigue:

<b>Palabras Guías</b>	<b>Desviaciones de Operación</b>
No	No flujo Flujo reverso No reacción
Más	Flujo incrementado Presión incrementada Temperatura incrementada Razón de reacción incrementada

Menos	Flujo reducido
	Presión reducida
	Temperatura reducida
	Razón de reacción reducida

El seguimiento de las palabras guías es la documentación del esfuerzo que presentan las causas y consecuencias de las desviaciones de operación, la acción sugerida para el problema (mitigación sugerida, el que el equipo estima aplicable sin gastar tiempo adicional en el peligro).

### **4.3. Estudio HAZOP de la Planta de Proceso de Dorissa:**

#### **4.3.1. Objetivos:**

Analizar e identificar el potencial de riesgo y problemas de operabilidad asociados a errores humanos y de diseño en la Planta de Proceso de Dorissa, para que sean eliminados y poder garantizar la eficiencia y seguridad de la planta.

#### **4.3.2. Alcances:**

Occidental Petroleum Corporation (OXY) dispuso realizar entre Febrero a Marzo de 1996 un HAZOP a la Planta de Proceso de Dorissa - Perú, en cumplimiento a su Política de Ingeniería de Riesgos.

#### **4.3.3. Característica principal de la actividad en la Planta de Proceso de Dorissa:**

La estación de producción de Dorissa posee 11 pozos, los cuales producen 6,200 barriles por día de petróleo liviano (aproximadamente 33.4° API) con 1.06 millones de pies cúbicos por día de gas y 66,800 barriles de agua por día (91.5% de corte de agua).

Los 11 pozos de producción poseen generadores autónomos instalados en las locaciones, los cuales proveen la potencia que requieren las bombas electrosumergibles.

Se han instalados en los cabezales de los pozos dispositivos de inyección de inhibidores de corrosión, anti-incrustantes y anti-espumantes.

El petróleo conjuntamente con el agua producida y gas asociado es bombeado de los pozos y enviados por medio de tuberías hacia el múltiple de producción de la planta. Consta de 3 líneas para flujo a tratadores / separadores, los estranguladores y válvulas



**Múltiple de Producción (Manifold)**

necesarias para controlar y dirigir la producción. El múltiple de producción y las tuberías están protegidas contra las sobrepresiones del gas de producción a alta presión por interruptores de parada de emergencia las cuales detienen las bombas electrosumergibles.

Válvulas de cierre de emergencia (Crash valves) en cada una de las líneas del múltiple de producción se cierran automáticamente por cada una de las siguientes condiciones:

1. Alta presión en el tratador.
2. Alto nivel en el tratador.
3. Alto nivel del tanque de embarque de reserva.
4. Falla de energía eléctrica que alimenta el solenoide de la válvula de emergencia.
5. Pérdida de aire comprimido en el operador de la válvula.

6. Señal de parada de emergencia de la estación de producción.

Estas válvulas requieren restablecimiento manual (manual reset).

De igual manera, interruptores por baja presión están instalados en los cabezales de los pozos para prevenir derrames debido a fugas o roturas de las líneas de flujo.

La separación del crudo, gas y agua se realiza en los separadores de la planta de producción (V-1202 & V-1213, los cuales trabajan a unos 60 psig) y tratadores (V-1201 & V-1214, que trabajan a 40 psig). Es en esta fase que se separan la mayor parte de gas y agua producida.



**Tratador (FWKO)**

El petróleo fluye directamente hacia los tanques de embarque (T-1201 o T-1202), en donde se remueve la mayoría del agua libre todavía remanente del petróleo.

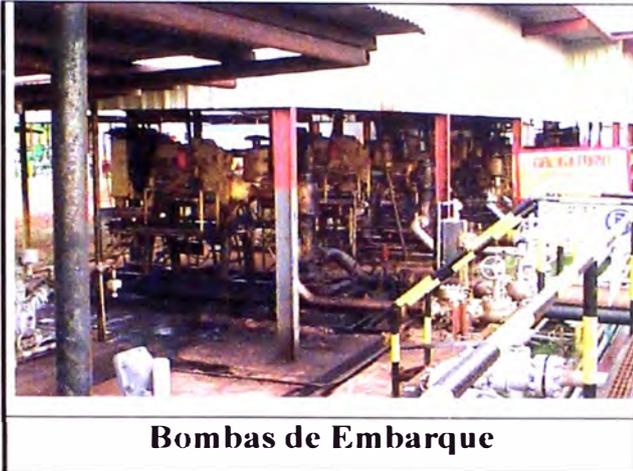
El gas de los tanques de embarque T-1201 & T-1202 y



**Tanques de Embarque**

del eliminador de espuma V-1220 es también quemado en las antorchas (flares) a través de un sistema independiente.

Posteriormente el petróleo es bombeado por el sistema de oleoductos hacia el campo de producción de Jibarito para ser mezclados con el crudo pesado (si fuera necesario, el crudo liviano del campo de producción de Dorissa puede



**Bombas de Embarque**

ser bombeado directamente a la Estación de Recolección de Gathering Station a través del campo de producción de Huayuri).

Tres bombas verticales de embarque han sido conectadas para trabajar en paralelo o en serie, dependiendo de los requerimientos de presión o caudal, las cuales no solo dependen de la capacidad de producción de Dorissa, como también del caudal de las estaciones de producción posterior a Dorissa.

Las bombas pueden ser operadas ya sea individualmente, para alcanzar una presión de descarga de 650 psig o bien operar dos bombas en serie para alcanzar 1,300 psig de presión de descarga (cuando los requerimientos de bombeo sean aproximadamente 13,000 barriles por día o menos). Cuando el caudal de descarga excede los 13,000 barriles por día, será necesario operar dos bombas de embarque en paralelo, para lograr una presión de descarga de 500 psig y un flujo máximo hasta de 25,000 barriles por día. La tercera bomba está de reserva (stand by).

Adicionalmente a los controles de parada de las unidades de bombeo, un control general del bombeo es logrado por la válvula de control de la estación (el cual tiene una calibración de presión nominal límite del oleoducto, que es de 1,480 psig) y el sistema de control de recirculación, el cual actúa automáticamente, controlando el nivel de petróleo en el tanque de

embarque, el caudal de flujo mínimo a través de las bombas, el caudal de flujo máximo a través de las bombas y la presión máxima en el oleoducto.

Todo el agua producida tratada fluye a unas pozas de residuos (en donde se recupera el petróleo que pudiera haber sido arrastrado con el flujo de agua producida) y posteriormente a unas pozas de seguridad, en el cual se minimiza la cantidad de



**Pozas de Residuos**

petróleo en el agua (el cual se recupera) según las normas dadas por protección ambiental. El agua finalmente fluye a las quebradas de la selva.

El gas que sale de los separadores y tratadores fluyen a través de una tubería de 12" hacia la planta de secado del gas. El gas fluye hacia un enfriador de aire (E-1201) en donde la temperatura es disminuida desde 182°F a 90°F,



**Enfriadores y Depuradoras de gas**

seguidamente fluye a una serie de depuradoras de gas (V-1209 & V-1210). En este punto los líquidos son separados y un aproximado de 20 barriles por día de condensados son recuperados.

El gas secado es usado como combustible o quemado. Aproximadamente unos 60 mil pies cúbicos por día son usados por los generadores de potencia del Campamento y Planta de Producción y el exceso (un millón de pies cúbicos por día)



**Depuradora de arrastre de líquidos / gas**

es quemado. El condensado recuperado es recolectado y enviado a los tanques de embarque (T-1201 o T-1202) a través de la misma línea del petróleo que sale de los separadores y tratadores donde es mezclado con el crudo para luego ser bombeado, tal como se mencionó anteriormente.

#### **4.3.4. Cantidad y tipo de personal administrado:**

El estudio HAZOP para la Planta de Proceso de Dorissa se basó en una reunión multi -disciplinario con nivel de conocimiento de ingeniería. Participaron 06 supervisores.

El personal que participó para el desarrollo y análisis de la Planta de Proceso de Dorissa fueron los siguientes:

- Supv. de Area Prod.
- Ing Proceso/Facilidades
- Capataz (Foreman) de la Planta
- Capataz (Foreman) de Instrumentación
- Capataz (Foreman) de Eléctricidad
- Ing Seg. Industrial
- Secretario

#### **4.3.5. Distribución del Preplaneamiento Hazop Dorissa**

La distribución del pre-planeamiento dirigido a la Planta de Proceso de Dorissa incluyó lo siguiente:

1. Verificación de como formar condiciones mostradas en el P&ID (Diagramas de Proceso e Instrumentación).
2. Fijar límites de seguimiento de línea; cantidad total de P&ID.
3. Lista de documentos de apoyo compilados:
  - P&ID's (Documento base del estudio)
  - Diagramas de flujo del proceso
  - Manual / procedimientos de operación
  - Información de materiales en el proceso
  - Especificaciones del material y equipos
4. Horarios tentativos a usarse por cada P&ID.
5. Determinación de Técnica de registro (Software u hojas de datos)
6. Lista de abreviaciones estándar.
7. Entrenamiento Hazop para todos los miembros del equipo (01 día).
8. Arreglo para el sistema o informes de proceso para el equipo antes de comenzar el trabajo.

Estas actividades de pre-planeamiento son típicas de los pasos preparatorios requeridos para implementar apropiadamente antes que el HAZOP se realice.

#### 4.3.6. LOGISTICA DEL ESTUDIO HAZOP - DORISSA

El desarrollo logístico de ésta Planta de Proceso incluyó lo siguiente:

- Desarrollo del pre- planeamiento tratado la semana anterior
- El equipo incluye 07 miembros centrales
- El estudio incluye 30 P&ID empleados
- Se dividió al sistema en 42 nodos.
- El estudio tomó 4 semanas
- El equipo se reunió 01 hora por día en las mañanas para la sesión de revisión y 09 horas al día para analizar los nodos.
- Empleó 02 días en el esfuerzo individual para la revisión de seguimiento y chequeo de campo.
- Fue requerido espacio para el almacenamiento de los numerosos documentos.
- El estudio se realizó en 206 hojas de datos
- El secretario usó una computadora personal para registrar, clasificar y recuperar datos. Fue usado el programa HAZOP v3.02 de la Cía Primatech.
- El Foreman de planta fue el miembro clave que contribuyó al equipo.
- Los procedimientos de operación claves fueron revisados del P&ID y de las prácticas seguras de ingeniería.

La clave del éxito del HAZOP incluye la perfección y exactitud de la documentación, apropiado conocimiento técnico y de ingeniería de los miembros del equipo, la habilidad en el uso de la técnica "palabras guías" y la capacidad de concentrarse en los peligros reales mientras evita desviarse por las ediciones periféricas.

No todas las combinaciones de palabras guías y parámetros representan peligro, y este hecho no debe confundir el asunto.

#### **4.3.7. Desarrollo del Nodo N° 2 Tratador / Separador V-1201**

A continuación se describe el análisis HAZOP para el nodo N°2 (Tratador / Separador V-1201). Los flujogramas correspondientes se detallan en los anexos 6, 7, 8 & 9.

En primera instancia hay que inspeccionar las instalaciones eléctricas para verificar si están acorde al estándar, para la planta de proceso de Dorissa éste sigue la norma.

Seguidamente analizar las placas de diseño de los equipos, para el tratador / separador V-1201 éste está diseñado para recibir 12,000 barriles de petróleo por día, 7,500 barriles de agua por día y 8.4 millones de pies cúbicos de gas por día, al momento está trabajando con 2,000 barriles de petróleo por día, 22,800 barriles de agua por día y 0.30 millones de pies cúbicos de gas por día. Los operadores de la planta tienen que abrir las válvulas manuales laterales para poder controlar los niveles en la fase acuosa. Se determinó que se tiene que instalar un nuevo equipo para aumentar la capacidad de tratamiento de la planta.

Al realizar el análisis se debe de tener en consideración que las líneas de drenaje y de alivio del sistema agua, petróleo y gas deben estar en forma independiente, sin intercomunicarse. Tener a la mano los datos de mantenimiento preventivo de los equipos.

Los parámetros a considerar fueron: Flujo, Nivel, Presión y Temperatura.

Descripción del Nodo N°2 : Tratador / Separador V-1201

Intención del Diseño: Tratador / Separador de tres fases

Parametro: Flujo

Diseñado para: 12,000 bpd petroleo / 7,500 bpd de agua / 8.4MMSCFD

Diagrama: N° P12-101

Operación: Tratador / Separador de tres fases

Operando: 2,000 bpd petroleo / 22,800 bpd de agua / 0.30 MMSCFD

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios	
NO	No flujo								
	De fluido hacia el Vessel V-1201	No hay flujo en el nodo "aguas arriba" (manifold)	Sin consecuencias significativas para el nodo						
		Valvula de Cierre de Emerg falla cerrado	Sin consecuencias significativas para el nodo		Es la seguridad para este nodo				
			Alteracion en el proceso (alta presión) del nodo "aguas arriba" (manifold)		Existe seguridad en el nodo "aguas arriba" (hay instalados interruptores de parada por alta presión en los cabezales de los pozos)				
		Valvula de bloqueo cerrado "aguas arriba"	Sin consecuencias significativas para el nodo		Existe dispositivos de seguridad en este nodo				
	De gas combustible hacia el quemador		Alteración en el proceso (alta presión) del nodo "aguas arriba" (manifold)		Existe seguridad en el nodo "aguas arriba" (hay instalados interruptores de parada por alta presión en los cabezales de los pozos)				
		Alteración en el nodo "aguas arriba"	Disminución de la temperatura Sin consecuencias significativas para el nodo		Procedimiento para el encendido del quemador existe en el área	Constatar el entrenamiento a los operadores de planta para el encendido del quemador	Para cumplir con los estándares de seg. Industrial	PROD	Este quemador es encendido solo cuando es necesario
	De agua de enfriamiento para el tubo de fuego	GVS -1204 y/o PCV-1214 fallan cerrados	Disminución de la temperatura Sin consecuencias significativas para el nodo		Procedimiento para el encendido del quemador existe en el área	Constatar el entrenamiento a los operadores de planta para el encendido del quemador	Para cumplir con los estándares de seg. Industrial	PROD	Este quemador es encendido sólo cuando es necesario
		Alteración "aguas arriba"	Sin consecuencias significativas para el nodo						
	De salida de gas	Válvula de bloqueo cerrada en la línea de gas	Alta presión en el Vessel V-1201		PSV-1202 instalado en el Vessel V-1201  PSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y UA-1203				
Alteración en el nodo "aguas abajo" (PCV-1208 falla cerrado)		Alta presión en el Vessel V-1201		PSV-1202 instalado en el Vessel V-1201  PSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y UA-1203					
De salida de petroleo	LCV-1201 falla cerrado	Alto nivel en el Vessel V-1201		LSH-1211, UA-1203					

Descripción del Nodo N°2 : Tratador / Separador V-1201

Intención del Diseño: Tratador / Separador de tres fases

Parametro: Flujo

Diseñado para: 12,000 bpd petroleo / 7,500 bpd de agua / 8.4MMSCFD

Diagrama: N° P12-101

Operación: Tratador /Separador de tres fases

Operando: 2,000 bpd petroleo / 22,800 bpd de agua / 0.30 MMSCFD

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios	
MAS	De salida de agua	Valvula de bloqueo cerrada en la línea de salida del petroleo	Alto nivel en el Vessel V-1201	LSH-1211, UA-1203					
		LCV-1204 falla cerrada	Posible alto nivel en Vessel V-1201	LSH-1211, UA-1203					
	Mas flujo	Valvula de bloqueo cerrada en la línea de salida de agua	Mas flujo en la salida de petroleo	Existe dispositivos de seguridad en el nodo "aguas abajo"	LSH-1211, UA-1203				
		De los nodos "aguas arriba" (Separador de Prueba V-1202 y/o Bomba de Recirculación y/o Recuperación de petroleo del pit	Posible alto nivel en Vessel V-1201	Mas flujo en la salida de petroleo	Existe dispositivos de seguridad en el nodo "aguas abajo"	LSH-1211, UA-1203			
	Mas flujo	Alto nivel de agua. menor tiempo de retención del petroleo más flujo en la salida del petroleo con posible alta desviación en los parametros del tratamiento quimico (BS&W)	Existe dispositivos de seguridad en el nodo "aguas abajo"	LSH-1211, UA-1203	Aumentar el diametro de salida del agua producida y otro tratador debera ser instalado en paralelo con el existente, para de esa manera realizar los programas de mantenimiento a los Vessels sin perder produccion	Actualmente el equipo esta trabajando en niveles criticos debido a que la sobrecarga excede la capacidad de diseño, teniendo que muchas veces los operadores abrir las válvulas laterales ("areneras") para eliminar el agua producida	ENG	Considerar que el agua producida se está incrementando y que en el futuro más pozos pueden ser perforados	
	De gas combustible al quemador	PCV-1214 falla abierto	Alta temperatura	Existe dispositivos de seguridad en la operación del quemador	Inspección del operador				
	De agua de enfriamiento para el tubo de fuego	El control temporizador del Flush water falla abierto	Alto nivel de agua con mas flujo en la salida de agua	LCV-1204, US-1203 & UA-1203		Re-ruterar línea 6" P 187 A1 "aguas arriba" de la valvula de cierre de emergencia UV-1201	Para cumplir con los estándares de seg Industrial y diseño del ESD	FMC	El rate máximo de la Bomba de agua flush es de 3.080 bpd (Vea más flujo)

Descripción del Nodo N°2 : Tratador / Separador V-1201

Intensión del Diseño: Tratador / Separador de tres fases

Parametro: Flujo

Diseñado para: 12,000 bpd petroleo / 7,500 bpd de agua / 8.4MMSCFD

Diagrama: N° P12-101

Operación: Tratador / Separador de tres fases

Operando: 2,000 bpd petroleo / 22,800 bpd de agua / 0.30 MMSCFD

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios	
MENOS	Menos flujo	Hacia el Vessel	Del nodo "aguas arriba"	Sin consecuencias significativas para el nodo					
			Valvula muestreadora de 3/4" permanece abierta	Sin consecuencias significativas para el nodo					
				Posible exposición al personal	Se tiene el Programa de Comunicación de Riesgos en el área				
		gas combustible hacia el quemador	Alteraciones en el nodo "aguas arriba"	Baja temperatura en el Vessel debido a la deficiente performance del quemador con posible problemas en el tratamiento químico	Inspección del operador PCV de cada quemador y piloto estan incluidos en el programa de mantenimiento preventivo	Instalar sistema de purga de aire en el quemador del vessel	Sistema actual no cuenta con soplador de aire para eliminar el remanente de gas en los tubos de fuego	ENG	Para librar al personal y equipo de los peligros que involucra tener que encender reiteradamente
		Flush water hacia el vessel	Alteraciones en el nodo "aguas arriba"	Sin consecuencias significativas para el nodo					
		Gas de salida	LCV -1201 falla abierto	Alteración en el proceso en el nodo "aguas abajo" por golpes de gas	Existen dispositivos de seguridad en el nodo "aguas abajo"				
			LCV-1204 falla abierto o valvula de "by pass" permanece abierto	Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Inspección del operador	Instalar LAL en Vessel V-1201	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos	MNT	
			Fugas por el PSV-1202	Gas liberado a la poza de residuos	Inspección del operador				
			Valvula de bloqueo en línea de gas "aguas abajo" parcialmente abierta	Alta presión en el Vessel	PSV-1202 y PSH-1211 en el vessel				
			Valvula de bloqueo del drenaje de agua abierta	Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Inspección del operador	Instalar LAL en Vessel V-1201	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos	MNT	
					Re-rutear línea de drenaje de agua 4"D 50 A1 de la línea de alivio troncal de gas 12"R 05 A hacia la poza de residuos	Para cumplir con los estándares de seg Industrial	ENG		

Descripción del Nodo N°2 : Tratador / Separador V-1201

Intensión del Diseño: Tratador / Separador de tres fases

Parametro: Flujo

Diseñado para: 12,000 bpd petroleo / 7,500 bpd de agua / 8.4MMSCFD

Diagrama: N° P12-101

Operación: Tratador / Separador de tres fases

Operando: 2,000 bpd petroleo / 22,800 bpd de agua / 0.30 MMSCFD

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
Salida de Petroleo		Valvulas laterales (areneras) permanecen abiertas	Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Inspección del operador	Instalar LAL en Vessel V-1201	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos	MNT	
		PSV-1202 falla abierta	Menor presión con alto nivel en el Vessel	PSV tiene un programa de mantenimiento preventivo  LSH-1211 activa la válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203				
		PCV-1208 falla abierta	Menor presión con alto nivel en el Vessel	Menor presión con alto nivel en el Vessel	PSV tiene un programa de mantenimiento preventivo en las plantas de proceso  LSH-1211 activa la válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203			
		LCV-1204 falla abierta o válvula de bloqueo del "by pass" permanece abierta	Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Inspección del operador	Instalar LAL en Vessel V-1201	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos	MNT	
		Válvula de bloqueo del drenaje de agua permanece abierta	Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Inspección del operador	Instalar LAL en Vessel V-1201  Re-rutear línea de drenaje de agua 4"D 50 A 1 de la línea de alivio troncal de gas 12"R 05 A hacia la poza de residuos	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos  Para cumplir con los estándares de seg Industrial	MNT  ENG	
		Valvulas laterales (areneras) permanecen abiertas	Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Inspección del operador	Instalar LAL en Vessel V-1201	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos	MNT	
		Fugas en el vessel debido a corrosión y/o circunstancias externas	Exposición al personal	Existe un programa de protección y monitoreo de la corrosión (Pruebas no destructivas, protección catódica y/o cupo de corrosión) en las plantas de producción	Considerar la compra de guantes resistentes al calor, el cual debiera ser almacenado en el área para cuando los operadores tengan que aislar un equipo "caliente" en caso de emergencia	A ser usado despues de evaluar los riesgos Implementar un entrenamiento en el uso de los guantes de seguridad para altas temperaturas	SAF	

Descripción del Nodo N°2 : Tratador / Separador V-1201

Intención del Diseño: Tratador / Separador de tres fases

Parametro: Flujo

Diseñado para: 12,000 bpd petroleo / 7,500 bpd de agua / 8.4MMSCFD

Diagrama: N° P12-101

Operación: Tratador /Separador de tres fases

Operando: 2,000 bpd petroleo / 22, 800bpd de agua / 0.30 MMSCFD

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
				<p>Un programa de Seguridad Industrial está siendo implementado para la operación de equipos pesados, gruas, vehículos, etc</p> <p>Se tiene un plan de respuesta a la emergencia y programas de entrenamiento periodicos</p> <p>Estaciones manuales de activación de paradas de emergencia están ubicados en la planta de producción</p> <p>Existen drenajes en el área</p> <p>Inspección del operador</p> <p>PSV tiene un programa de mantenimiento preventivo en las plantas de proceso</p> <p>LSH-1211 activa la válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203</p>				
			Posible liberación de gas y/o liquido inflamable					
			Impacto ambiental					
		Válvulas muestreadoras permanecen abiertas	Sin consecuencias significativas para el nodo					
	Salida de agua	PSV - 1202 falla abierta	Menor presión con alto nivel en el Vessel					
		Válvula de bloqueo del drenaje de agua permanece abierta	Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Inspección del operador	Instalar LAL en Vessel V-1201	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos	MNT	
		Válvulas laterales (areneras) permanecen abiertas	Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Inspección del operador	Instalar LAL en Vessel V-1201	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos	MNT	
		Válvula de 3" en línea 3" P 148 A1 permanece abierta	Liberación de agua producida a hacia un sump tank y posterior a la poza de seguridad a traves de un canal abierto	Inspección del operador	Colocar en posición cerrada e instalarle candado a la válvula de 3" en línea 3" P 148 A1	Para prevenir exposición al personal	PROD	
		Fugas en el vessel debido a corrosión y/o circunstancias externas	Exposición al personal	Existe un programa de protección y monitoreo de la corrosion (Pruebas no destructivas, protección catódica y o cupo-	Considerar la compra de guantes resistentes al calor, el cual debera ser almacenado en el área para cuando los operadores tengan que aislar un equipo "caliente" en caso de emergencia	A ser usado despues de evaluar los riesgos Implementar un entrenamiento en el uso de los guantes de	SAF	

Descripción del Nodo N°2 : Tratador / Separador V-1201

Intención del Diseño: Tratador / Separador de tres fases

Parametro: Flujo

Diseñado para: 12,000 bpd petroleo / 7,500 bpd de agua / 8.4MMSCFD

Diagrama: N° P12-101

Operación: Tratador /Separador de tres fases

Operando: 2,000 bpd petroleo / 22.800 bpd de agua / 0.30 MMSCFD

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
		Valvula de 3/4" permanece abierta	Possible liberación de gas y/o liquido inflamable  Impacto ambiental  Vease "fugas en el vessel.."	de corrosión) en las plantas de producción  Un programa de Seguridad Industrial está siendo implementado para la operación de equipos pesados, gruas, vehiculos, etc  Se tiene un plan de respuesta a la emergencia y programas de entrenamiento periodicos  Estaciones manuales de activación de paradas de emergencia están ubicados en la planta de producción  Existen drenajes en el area  Inspección del operador	Colocar un tapón en la válvula de 3/4"	seguridad para altas temperaturas      Para prevenir exposicion al personal	PROD	En el proximo mantenimiento hay que eliminarlo, ya que si rompe el niple entre la reduccion y la válvula, el vessel tendrá que salir de servicio

Descripción del Nodo N°2 : Tratador / Separador V-1201

Intención del Diseño: Tratador / Separador de tres fases

Parametro: Nivel

Diseñado para: 80%

Diagrama: N° P12-101

Operación: Tratador / Separador de tres fases

Operando: 80%

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
NO	No nivel	No es probable						
MAS	Alto nivel	<p>Valvula de bloqueo cerrada en la linea de salida del petroleo</p> <p>LCV-1201 falla cerrado (en la salida de petroleo)</p> <p>PSV - 1202 falla abierta</p> <p>Valvula de bloqueo parcialmente cerrada y/o válvulas y lineas de la salida de petroleo parcialmente obstruidas (scale)</p> <p>PCV-1208 falla abierta causando mayor flujo</p> <p>LCV-1204 falla cerrada o válvula de bloqueo permanece cerrada en la linea de salida de agua</p> <p>Valvula de bloqueo parcialmente cerrada y/o válvulas y lineas de la salida de agua parcialmente obstruidas (scale)</p>	<p>Posible arrastre de petroleo por la linea de gas ("carry over")</p> <p>Posible arrastre de petroleo por la linea de gas ("carry over")</p> <p>Posible arrastre de petroleo por la linea de gas ("carry over")</p> <p>Posible arrastre de petroleo por la linea de gas ("carry over")</p> <p>Mayor flujo en la salida de petroleo</p> <p>Mayor flujo en la salida de petroleo</p>	<p>LSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203</p> <p>LSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203</p> <p>LSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203</p> <p>PSV tiene un programa de mantenimiento preventivo</p> <p>Existe un programa de tratamiento químico para las deposiciones (anti-scale) en las plantas de proceso</p> <p>LSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203</p> <p>LSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203</p> <p>LCV's tienen un programa de mantenimiento preventivo en las plantas de proceso</p> <p>Existen dispositivos de seguridad en el nodo "aguas abajo"</p> <p>Existe un programa de tratamiento químico para las deposiciones (anti-scale) en las plantas de proceso</p> <p>Existen dispositivos de seguridad en el nodo "aguas abajo"</p>				

Descripción del Nodo N°2 : Tratador / Separador V-1201  
 Intención del Diseño: Tratador / Separador de tres fases  
 Parametro: Nivel  
 Diseñado para: 80%

Diagrama: N° P12-101  
 Operación: Tratador /Separador de tres fases  
 Operando: 80%

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
		El control temporizador del agua de enfriamiento del tubo de fuego falla abierto	Mas flujo en la salida de agua	LCV-1204, US-1203 & UA-1203  Inspeccion del operador				El rate maximo de la Bomba de agua de enfriamiento es de 3.080 bpd
Menos	Menor nivel	LCV -1201 falla abierto  LCV-1204 falla abierto o válvula de "by pass" permanece abierto  Válvula de bloqueo del drenaje de agua abierta  Valvulas laterales (areneras) permanecen abiertas	Alteración en el proceso en el nodo "aguas abajo" por golpes de gas  Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos  Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos  Liberación de agua/petroleo a la poza de residuos	Existen dispositivos de seguridad en el nodo "aguas abajo"  Inspeccion del operador  LCV's tienen un programa de mantenimiento preventivo en las plantas de proceso  Inspeccion del operador  Inspeccion del operador  Inspección del operador	Instalar L.AL en Vessel V-1201  Instalar L.AL en Vessel V-1201  Re-rutear linea de drenaje de agua 4"D 50 A 1 de la linea de alivio troncal de gas 12"R 05 A 1 hacia la poza de residuos  Instalar L.AL en Vessel V-1201	Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos  Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos  Para cumplir con los estándares de seg Industrial  Para prevenir liberación de petroleo a la poza de residuos	MNT  MNT  ENG  MNT	

Descripción del Nodo N°2 : *Tratador / Separador V-1201*

Intención del Diseño: *Tratador / Separador de tres fases*

Parametro: *Presión*

Diseñado para: *65 psig*

Diagrama: *N° P12-101*

Operación: *Tratador / Separador de tres fases*

Operando: *23 - 26 psig*

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
MAS	Alta Presión	PCV-1208 (el cual regula toda la presión de la línea de gas de la planta) falla cerrada  Válvula de bloqueo cerrada en la línea de gas	La presión puede exceder los límites de diseño  La presión puede exceder los límites de diseño	PSV-1202 instalado en el equipo  PSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203  PSV-1202 instalado en el equipo  PSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203	Instalar PCV en la línea de gas después de la válvula de mariposa  Bajar set point del PSH-1211 de 65 psi a 55 psi	Para prevenir efectos causados por alteraciones del nodo "aguas abajo" (PCV-1208)  El set point del PSH-1211 es igual a la presión de diseño del vessel	ENG  MNT	De este modo el vessel trabajará independientemente
MENOS	Menor Presión	PCV - 1208 falla abierta  PSV-1202 falla abierto  Fugas en el vessel debido a corrosión y/o circunstancias externas	Alto nivel en el vessel con posible arrastre de petróleo a través de la línea de gas ("carry over")  Alto nivel en el vessel con posible arrastre de petróleo a través de la línea de gas ("carry over")  Exposición al personal  Posible liberación de gas y/o líquido inflamable  Impacto ambiental	LSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203  LSH-1211 activa válvula de cierre de emergencia y alarma UA-1203  Las PSV están bajo el programa de mantenimiento preventivo en las plantas de proceso  Existe un programa de protección y monitoreo de la corrosión (Pruebas no destructivas, protección catódica y/o cupo de corrosión) en las plantas de producción  Un programa de Seguridad Industrial está siendo implementado para la operación de equipos pesados, gruas, vehículos, etc  Se tiene un plan de respuesta a la emergencia y programas de entrenamiento periódicos  Estaciones manuales de activación de paradas de emergencia están ubicados en la planta de producción  Existen drenajes en el área	Vease menor flujo de salida de petróleo por fugas en el vessel, para este nodo			



#### 4.3.8. CONCLUSIONES Y RESULTADOS FINALES:

- Al completar el estudio de Riesgo y Operabilidad de la Planta de Proceso de Dorissa se emitieron ciento sesenta y nueve recomendaciones.
- El costo aproximado para completar todas las recomendaciones está en el orden de unos US\$ 600,000, sin embargo, unos US\$ 400,000 está incluido en el presupuesto de capital de la Planta de Dorissa para 1996, el cual está incluido la mejora del sistema de las pozas de residuos (“pits”) y la instalación de un nuevo Tratador para poder incrementar la capacidad de procesamiento de los fluidos. Aproximadamente unos US\$ 50,000 está relacionado a la reparación de un enfriador de gas (“gas cooler”), reemplazo de válvulas de bajo rango de temperatura, instalación de válvulas de bloqueo y anti-retorno (“check”), instalación de alarmas de nivel para los Equipos y unos US\$ 150,000 para la instalación de un Generador de Diesel el cual estará en “stand by” y suministrará energía a la Planta en casos de paradas de los Generadores de Gas por problemas en la línea debido a arrastres de petróleo (“carry over”).
- Se instaló un separador de líquidos en el sistema de gas (“carry over scrubber”), con lo cual se eliminó el peligro de parada de los generadores de la planta por arrastre de petróleo en la línea de gas. A su vez, se ahorró el costo de instalación de un Generador de Diesel.
- Se cumplió el objetivo del mejoramiento de la Planta de Proceso de Dorissa, con el cual se garantiza su eficiencia y seguridad.
- El Foreman y el personal de la Planta de Proceso de Dorissa mejoraron sus conocimientos para la operación de dicha planta de proceso.

#### **4.4. Estudio HAZOP de la Planta de Tratamiento de Gas de San Jacinto**

##### **4.4.1. Objetivos:**

Analizar e identificar el potencial de riesgo y problemas de operabilidad asociados a errores humanos y de diseño en la Planta Tratamiento de Gas de San Jacinto y poder así eliminarlos para mejorar su eficiencia y seguridad.

Este análisis HAZOP cubre la operación de los compresores de gas Gardner Denver, la Unidad de Refrigeración y la Unidad de Regeneración de Glicol, cuando trabajan en forma conjunta para tratar el gas a ser consumido por los motores MEP - Doble Combustible, de la Planta de Generación

##### **4.4.2. Alcances:**

Occidental Petroleum Corporation (OXY) dispuso realizar entre Agosto a Setiembre de 1996 un HAZOP a la Planta de Tratamiento de Gas de San Jacinto - Perú, en cumplimiento a su Política de Ingeniería de Riesgos.

##### **4.4.3. Característica principal de la actividad en la Planta de Tratamiento de Gas de San Jacinto**

El proceso de la Planta de Tratamiento de Gas de San Jacinto consiste en el deshumedecimiento y reducción de la energía calorífica (BTU) del gas producido de la Planta de San Jacinto (1.4 millones de pies cúbicos por día de 1.18 Sp. Gr.).

El gas producido posee unas 1400 BTU, el cual hay que reducirlo a aproximadamente 1000 BTU por medio del enfriamiento de la temperatura del gas (100°F) a aproximadamente 38°F. Esto condensa los

hidrocarburos pesados los cuales son removidos del flujo de gas y recolectado en tanques condensadores fuera de la planta.

El gas entra a la planta a través del Scrubber de Succión, donde los líquidos son separados del gas y removidos del sistema. Seguidamente el gas fluye a los Compresores de Gas C-14101 / C-14102, en donde son comprimidos de 21 psi a 150 psi y direccionados al Enfriador Gas / Agua, en donde la temperatura es disminuida de 225°F a 115°F.

Seguidamente el gas entra al Scrubber de Descarga V-14102, en donde los líquidos adicionales son separados del gas y removidos del sistema, mientras que el gas que sale por los topes fluye por el lado de la coraza del intercambiador gas / gas E-14101, en donde ocurre el enfriamiento inicial del gas.

El gas ingresante es enfriado un gradiente de 20°F en este intercambiador, de 110°F a 90°F. Este intercambiador también calienta al gas procesado antes de que ingrese al sistema de suministro de combustible por medio de una válvula de by pass de operación manual ubicada sobre el lado del gas procesado para permitir un control en la temperatura del gas al sistema de combustible (90°F).

Después de que el gas ingresante sale del intercambiador E-14101, éste es deshidratado por contacto con glicol concentrado. El glicol de la Unidad de Regeneración es inyectado dentro del flujo del gas húmedo a través de unas boquillas ubicadas en la brida de ingreso por el lado de la coraza del intercambiador Gas / Líquido E-14102, para prevenir la formación de hidratos cuando el gas es enfriado.

La caída de presión a través de las boquillas atomiza al glicol y asegura una completa mezcla con el flujo de gas. El glicol absorbe el vapor de

agua del gas y la mezcla de gas seco y glicol pasa al intercambiador E-14102 y es enfriado adicionalmente unos 10°F por el intercambio de calor de los líquidos separados del Separador Frío V-14103.

Los líquidos calentados son enviados al tanque de Expansión. La mezcla saliente del E-14102 fluye hacia el Chiller, en donde es finalmente enfriado el gas a aproximadamente 38°F logrando la reducción de los BTU requeridos (de 1400 a 1000 BTU). Esto es logrado por el funcionamiento del lado del freón en el Chiller a aproximadamente 20°F.

El flujo de gas del Chiller es enviado al Separador Frío V-14103, en donde los líquidos son separados del gas, saliendo el gas por los toques retornando al E-14101 y es direccionado hacia el Tanque de combustible.

Posteriormente, el gas es usado como combustible por los 04 motores de los Generadores MEP de San Jacinto (840 mil pies cúbicos por minuto de 0.93 Sp. Gr. y 1000 BTU) a través de una válvula de control de presión (PCV-14101) que controla la presión de alimentación hacia los generadores. Una válvula de control (PCV-14103) regula la presión del sistema (125 psi) y cualquier exceso de gas es quemado (560 mil pies cubico por día).

Una válvula de Parada de Emergencia (UV-14101) está instalada en la línea de ingreso a la Planta de Tratamiento de Gas, el cual aísla la planta del flujo gas húmedo ingresante en caso de una parada de emergencia (ESD), y otra válvula de Parada de Emergencia (UV-14102) re-direcciona el gas tratado hacia los quemadores ("flares") de la Planta de Producción de Petróleo en caso de emergencia. Detectores fijos para gases explosivos están localizados en la planta de tratamiento de gas.

#### 4.4.4. Características Técnicas de los Compresores de gas

- Presión del gas de succión 25-28 psi
- Presión del gas de descarga 145-150 psi
- Temperatura del gas de succión 80-90 °F
- Temperatura del gas de descarga. (\*) 200-210 °F
- Presión del aire de instrumentos 55-60 psi
- Presión del agua entrando a los cilindros del compresor 40-60 psi
- Presión de aceite 20-50 psi

(\*) No debe haber mas de 20 °F de diferencia entre la temperatura del gas de descarga de un cilindro con respecto del otro.

#### 4.4.5. Características Técnicas del Enfriador de gas / agua

- Temperatura del gas de entrada 200-220 °F
- Temperatura del gas de salida 100-110 °F
- Temperatura del agua de entrada 105-110 °F
- Temperatura del agua de salida 95-100 °F
- Presión de descarga de la electrobomba de agua 40-60 psi

#### 4.4.6. Características Técnicas del Compresor de freón

- Presión de aceite 80-90 psi
- Presión de succión (baja) 35-40 psi
- Presión de descarga (alta) 180-220 psi
- Temperatura de aceite 100-135 °F

#### 4.4.7. Características Técnicas del Regenerador de glicol

- Presión de gas al quemador principal 15 psi
- Temperatura normal de calentamiento del glicol 265 °F
- Presión de descarga de la electrobomba de glicol 150 psi

#### 4.4.8. Características Técnicas de los Intercambiadores de calor

- Temperatura del gas de entrada al intercambiador gas/gas 100-110 °F
- Temperatura del gas de salida del intercambiador gas/gas 88-98 °F
- Temperatura del gas de entrada al intercambiador gas/liquido 82-92°F
- Temperatura del gas de salida del intercambiador gas liquido 64-74 °F
- Temperatura del gas de entrada al “enfriador” (chiller) 60-70 °F
- Temperatura del gas de salida del “enfriador” (chiller) 30-35°F
- Temperatura del freón de entrada al “enfriador” (chiller) 25-30°F
- Temperatura del freón de salida del “enfriador” (chiller) 45-50°F

#### 4.4.9. Desarrollo del nodo N° 14: Regenerador de Glicol

A continuación se describe el análisis HAZOP para el nodo N°14 (Regenerador de Glicol). Los flujogramas correspondientes se detallan en los anexos 10 & 11.

Siendo una instalación nueva para el tratamiento del Gas de San Jacinto, se verificó en este nodo el sistema eléctrico y si la utilización de un quemador de flama abierta (a través de un tubo de fuego, para poder vaporizar el agua capturada) cumplía con las normas eléctricas y de instalaciones para una planta de gas, el grupo HAZOP concluyó que no cumplía con las normas y en consecuencia se determinó la reubicación de dicho equipo hacia un lugar independiente.

Otra recomendación fue el mejoramiento del sistema de recarga y descarga del glicol en el reherbidor del regenerador. Al momento del análisis se observó que dicha labor representaba un peligro de exposición al personal.

Para dicho trabajo, el operador tenía que abrir un tapón de 2" permitiendo que los vapores calientes salieran al ambiente. Actualmente se construyó un sistema cerrado eliminándose dicho peligro.

Se instaló una ducha de emergencia en el área del regenerador de glicol para ser utilizado en caso de que ocurra una exposición al personal.

Se instalaron detectores fijos de gas en la planta para poder monitorear cualquier fuga de gas.

Los parámetros a considerar fueron:

- Flujo
- Nivel
- Presión
- Temperatura

n  
n **Regenerador de Glicol V-14106**  
**egenerador de Glicol**

*A ser determinado*

*Oper*

*Operando: A ser determinado*

**Nota:**

Evaluar el reemplazo de los interruptores electricos de los paneles de la planta de tratamiento de gas por unos anti-explsoión

Para cumplir con los estandares de seg. Industrial

MANT

De acuerdo al estándar NFPA 497A (Clasificación de Riesgos, Clase I)

**NO**

**No flujo**

Del Glicol diluido hacia el Regenerador	Alteraciones en el nodo "aguas arriba"	Alta temperatura en el equipo con posible colapso del tubo de fuego	Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100  Inspección del operador
Del Glicol Regenerado	Válvula de bloqueo en línea 1" 354 A1 permanece cerrada	Alta temperatura en el equipo con posible colapso del tubo de fuego	Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100  Inspección del operador
	Alteraciones en el nodo "aguas abajo"	Alta temperatura en el equipo con posible colapso del tubo de fuego	Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100  Inspección del operador
De gas combustible al quemador	Alteraciones en el nodo "aguas arriba"	Baja temperatura con alteración en el tratamiento del gas (deshumidificación)	Inspección del operador
Vapor de agua liberada	Alteración en el nodo (por ejemplo: quemador apagado)	Baja temperatura con alteración en el tratamiento del gas (deshumidificación)	Inspección del operador

<b>MAS</b>	<b>Mas Flujo</b>						
	Del Glicol diluido hacia el Regenerador	Alteraciones en el nodo "aguas arriba" (LCV-14104 del vessel V-14104 permanece abierta)	Condensado y gas con el glicol ingresan al regenerador	No identificado	Instalar LSL & LAL en la fase glicol del Tanque Flash V-14104 (nodo "aguas arriba")	Para cumplir con los estandares de operación	MANT
	Del Glicol Regenerado	Alteraciones en el nodo "aguas abajo" (fugas por los sellos de la bomba de glicol)	Bajo nivel en la camara de almacenamiento de glicol con alteraciones en el proceso de secado	Inspeccion del operador			

Descripción del Nodo N° 14 : Regenerador de Glicol V-14106

Intensión del Diseño: Regenerador de Glicol

Parametro: Flujo

Diseñado para: A ser determinado

Diagrama: N° P14-146

Operación: Regenerador de Glicol

Operando: A ser determinado

alabra gui	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
	De gas combustible al quemador Vapor de agua liberada	P-14101)  No es probable  Alteración en el nodo (por ejemplo: sobrecalentamiento en el tubo de fuego)	Alta temperatura en el Regenerador  Posible descomposición del glicol	Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100  Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100				
MENOS	Menos flujo  Del Glicol diluido hacia el Regenerador     Del Glicol Regenerado   De gas combustible al quemador  Vapor de agua liberada	Alteración en el nodo "aguas arriba".  Boquillas parcialmente taponeadas en el ingreso del regenerador  Alteración en el nodo "aguas abajo" (por ejemplo: falla en el funcionamiento de la bomba de glicol)  Alteración en el nodo "aguas arriba".  Alteración en el nodo (por ejemplo: problemas en el funcionamiento del quemador)	Aumento de temperatura en el regenerador  Aumento de temperatura en el regenerador  Alto nivel en la camara de almacenamiento  Alteración en el tratamiento de deshumidificación del gas  Posible baja temperatura en el regenerador  Alteración en el tratamiento de deshumidificación del gas	Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100  Inspección del operador  Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100  Inspección del operador  Inspección del operador  Inspección del operador  Inspección del operador				

Descripción del Nodo N° 14 : Regenerador de Glicol V-14106

Intensión del Diseño: Regenerador de Glicol

Parametro: Nivel

Diseñado para: 80%

Diagrama: N° P14-146

Operación: Regenerador de Glicol

Operando: 80%

Palabra guia	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
NO	No Nivel  En sección del reherbidor  En sección de almacenaje	No es probable  Alteraciones en el nodo "aguas arriba" y/o "aguas abajo"	Alteración en el tratamiento de deshumidificación del gas  Fallas de funcionamiento en los Generadores duales MEP	Inspección del operador  Existe dispositivos de seguridad en los Generadores (controles automáticos hacen que funcionen con diesel)				
MAS	Alto nivel  En sección del reherbidor  En sección de almacenaje	No es probable  Alteraciones en el nodo "aguas abajo" (por ejemplo falla la bomba de glicol)	Alteración en el tratamiento de deshumidificación del gas      Fallas de funcionamiento en los Generadores duales MEP	Inspección del operador      Existe dispositivos de seguridad en los Generadores (controles automáticos hacen que funcionen con diesel)	Implementar un sistema cerrado para el llenado y vaciado del regenerador de glicol      Instalar una ducha de emergencia	Para evitar la exposición del personal      Para usarse en caso de contacto con el glicol	MANT      PROD	A la fecha, el control del nivel en el regenerador es hecho a mano, abriendo una tapa de 2" y vertiendo el glicol con un balde hacia el area de reherbidor
MENOS	Bajo Nivel  En sección del reherbidor	Equipo falla debido a la corrosión     Equipo falla debido a circunstancias externas	Liberación de fluidos a la atmosfera    Exposición al personal   Liberación de líquidos y/o gases inflamables a la atmosfera	Existe un programa de monitoreo de la corrosión (NDT) en la planta   Existe un programa de comunicación de riesgos químicos en la planta   Esta siendo implementado un programa de seguridad para la operación de equipos pesados, gruas, vehículos   Estaciones de parada de emergencia y detectores de gases inflamables estan localizados en la planta				

Descripción del Nodo N° 14 : Regenerador de Glicol V-14106  
 Intención del Diseño: Regenerador de Glicol  
 Parametro: Nivel  
 Diseñado para: 80%

Diagrama: N° P14-146  
 Operación: Regenerador de Glicol  
 Operando: 80%

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
			Exposición al personal	<p>Existe un plan de respuesta a la emergencia para casos de incendios con entrenamientos periodicos en la planta de producción</p> <p>Hay sistemas de drenajes en la planta de proceso</p> <p>Existe un programa de comunicación de riesgos quimicos en la planta</p>				
	En sección de almacenaje	Fugas de glicol en el sistema de recirculación	<p>Alteración en el tratamiento de deshumidificación del gas</p> <p>Alteraciones en la composición del glicol</p> <p>Exposición al personal</p>	<p>Inspección del operador</p> <p>Inspeccion del operador</p> <p>Existe un programa de comunicación de riesgos quimicos en la planta</p>	<p>Evaluar periodos de monitoreo del glicol para verificar su calidad</p>	<p>En el cual se deberá verificar el pH, agua contenida, solidos totales en suspensión</p>	ING	<p>El pH no debe ser menor a 7.5</p>

*Descripción del Nodo N° 14 : Regenerador de Glicol V-14106*

*Intensión del Diseño: Regenerador de Glicol*

*Parametro: Presión*

*Diseñado para: Presión Atmosférica*

*Diagrama: N° P14-146*

*Operación: Regenerador de Glicol*

*Operando: Presión Atmosférica*

<i>Palabra guia</i>	<i>Desviación</i>	<i>Posibles Causas</i>	<i>Consecuencias</i>	<i>Protecciones</i>	<i>Recomendaciones</i>	<i>Observación</i>	<i>Por</i>	<i>Comentarios</i>
MAS	Alta Presión	No es probable						
MENOS	Baja Presión	No es probable						

Descripción del Nodo N° 14 : Regenerador de Glicol V-14106  
 Intención del Diseño: Regenerador de Glicol  
 Parametro: Temperatura  
 Diseñada para: 328° F

Diagrama: N° P14-146  
 Operación: Regenerador de Glicol  
 Operando: 255° F

Palabra guía	Desviación	Posibles Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	Observación	Por	Comentarios
Nota:								Para aumentar la conservación del glicol, hay que operar lo más posible a 265° F. A temperaturas mayores de 300° F, el glicol tiende a decolorarse. Esta decoloración no afecta mayormente la eficiencia de la deshidratación, teniendo que aumentar el reemplazo de los elementos filtrantes para la limpieza del glicol. El glicol inicia su descomposición a 328° F
Nota:					Evaluar la reubicación del Regenerador de Glicol V-14106	con los estand- g Industrial	SAF	En concordancia al estandar NFPA 497A "Clasificación de Riesgos". Clase 1
MAS	Alta temperatura	Alteraciones en los nodos "aguas arriba y/o abajo" (por ejemplo: falta de glicol en el sistema de recirculación  Válvula de bloqueo en línea 1" 354 A1 permanece cerrada  Problemas en el performance del quemador	Posible colapso del tubo de fuego  Posible colapso del tubo de fuego  Posible descomposición del glicol	Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100  Inspección del operador  Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100  Inspección del operador  Los controladores de temperatura TC-14100 & TC-14101 activan a la válvula solenoide del paso del gas combustible GSV-14100				
MENOS	Menor temperatura	Problemas en el performance del quemador  Falta de gas combustible	Alteración en el tratamiento de deshumedificación del gas  Alteración en el tratamiento de deshumedificación del gas	Inspección del operador  Inspección del operador				

#### **4.4.10. CONCLUSIONES Y RESULTADOS FINALES:**

- Al finalizar el estudio de Riesgos y Operabilidad de la Planta de Gas de San Jacinto se determinaron 39 recomendaciones.
- El costo aproximado para completar las recomendaciones fue del orden de unos US\$ 40,000, el cual corresponderá a la instalación de puntos de inyección de inhibidores, muestreo, alarmas, sensores de nivel y reubicación del regenerador de glicol.
- El Foreman y el personal que trabajan en la Planta de San Jacinto aumentaron sus conocimientos para la operación segura de la Planta de Tratamiento de Gas.
- Al tratar el gas producido por la Planta de Proceso de San Jacinto y suministrarlos a los Generadores MEP (que suministra energía a los pozos de producción) se ahorró 100 barriles diarios de consumo de diesel, el cual es escaso y necesario para las otras plantas de proceso en el Lote 1 – AB.

## **CAPITULO V**

### **PLAN DE RESPUESTA A LA EMERGENCIA EN CASO DE INDENDIOS**

#### **5.1. Objetivos:**

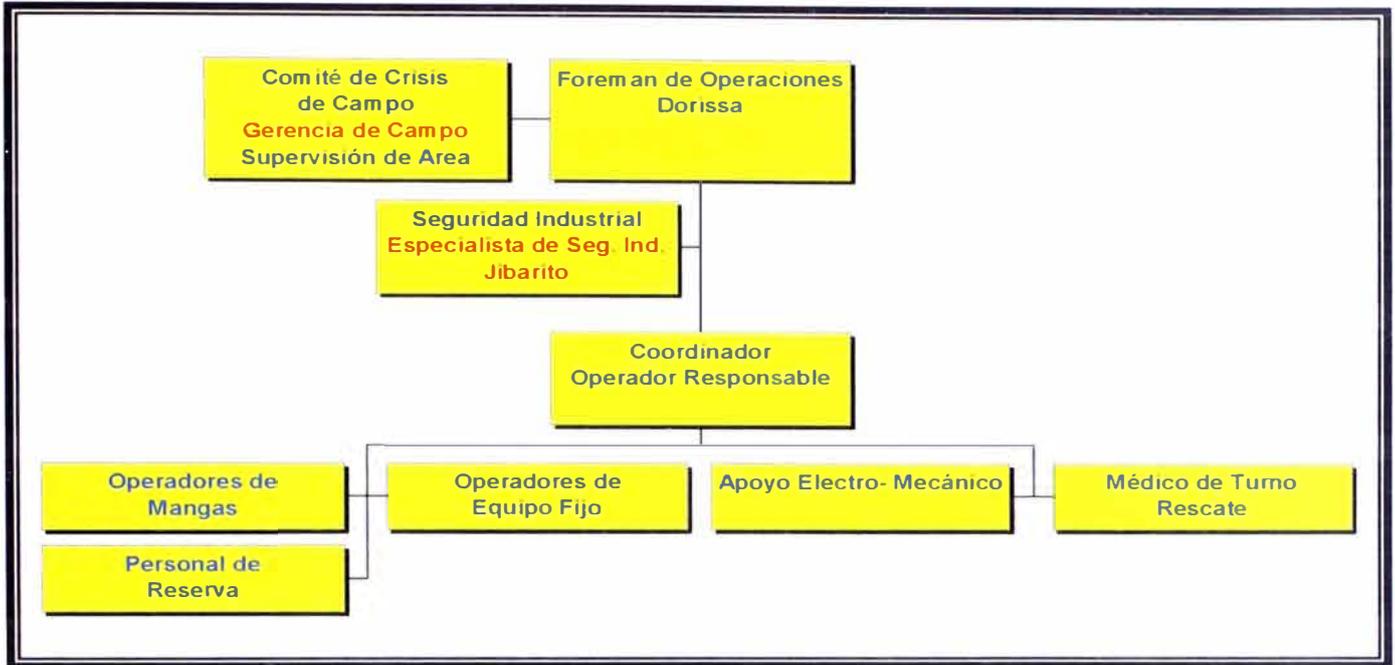
Como nuestra labor es la extracción, procesamiento y transporte de petróleo en un lugar remoto de la amazonia, OXY delegó a su Departamento de Seguridad Industrial el desarrollado e instrucción al personal OXY y Contratistas de los planes de Respuesta a la Emergencia para todas las Unidades de Producción.

A continuación se desarrolla un Plan Típico aplicado a la Planta de proceso de Dorissa. En ella se describe la Organización, los recursos disponibles, para el control del incendio (véase anexo 12), escenarios de riesgos probables y las acciones prioritarias que debe de realizar el personal mientras llegue la ayuda de las otras bases.

Este plan debe ser periódicamente desarrollado (cada tres meses), siendo mi labor el asesoramiento e instrucción al personal de los equipos contraincendios para que sus acciones sean lo más eficientes.

Esto lo realizo al dar entrenamiento al personal en el uso de los equipos contraincendios (extintores portátiles, mangueras y monitores) mensualmente; durante la observación del desarrollo del simulacro donde al final reúno al personal y les corrijo las deficiencias observadas, y durante las inspecciones y mantenimiento periódicos de los equipos contraincendios instalados en las plantas de proceso.

## 5.2 Organización de Emergencia en Caso de Incendios - Dorissa



## 5.3 Recursos Disponibles

- **Bomba Contra incendio :** **Worthington / 1250 GPM @ 120 Psi**
- **Tanques de Agua Contra incendio:** **Capacidad 3000 bbls.**
- **Caudal Requerido:** **1355 GPM**
- **Duración del suministro de agua en el escenario de incendio crítico:** **1 hr 30 minutos**
- **Sistema de Inyección bajo Superficie:** **SSI #1 : T-1201 / T-1202**  
**SSI #2: T-1208 / T-1209 / T-1212**
- **Tiempo Mínimo de Inyección de Espuma:** **55 minutos**

#### 5.4 Escenarios de Riesgo:

1. Incendio en el T-1202 con Radiación de Calor al T-1201
2. Incendio en el Area de Tanques Diesel
3. Incendio con derrame en el Area de Tratadores y/o Separadores.
4. Incendio en el Area del Foam Knock-Out

#### 5.5. Acciones Prioritarias:

1. Si el incendio se produce en el Patio de Tanques, accionar el ESD (Parada de Emergencia), en cualquier otro caso la decisión la tomará el Capataz (Foreman) de Operaciones.
2. Accionar el Equipo Contraincendio adecuado : Extintor o Monitor.
3. Activar la Alarma de Emergencia.
4. Verificar el funcionamiento de la Bomba Contraincendio.
5. Si el incendio se produce en un Tanque:
  - Inyectar Espuma mediante la operación del SSI correspondiente.
  - Enfriar el Tanque Incendiado con los monitores o mangas necesarios, por encima del nivel de crudo o combustible que contenga.
  - Enfriar los Tanques Adyacentes en las zonas sometidas a Radiación Térmica.
  - Verificar que la Válvula de la Trampa de Fuego esté cerrada.



#### 5.6. Procedimiento General para Situaciones de Emergencia:

Toda persona que detecte una emergencia (**Incendio o Explosión**), deberá:

- Accionar de inmediato la parada de emergencia (**ESD**), (si el incidente involucrara el patio de tanques de proceso). En cualquier otra circunstancia (Separadores, FWKO, tanques Diesel, etc), el accionamiento del **ESD**, será decisión del **Capataz de Operaciones**.
- Operar el equipo contraincendios que se tenga a la mano, (extintor o monitor).
- Activar la alarma de emergencia.
- Los miembros de las brigadas de emergencia deben constituirse de inmediato en el punto de reunión (**Taller de Mecánica**) desde donde se comandará la emergencia.

## 5.7 Personal necesario para combatir la Emergencia:

De acuerdo con el Plan de Contingencias, la organización estará compuesta por:

- **Foreman de Operaciones:** Comandaré la emergencia, evaluaré la situación y estableceré contacto con el comité de crisis del Campo.
- **Coordinador:** Se encargará de realizar las acciones prioritarias conforme a lo coordinado con el Foreman de Operaciones.
- **Mecánico :** El cual verificará el funcionamiento de la Bomba Contraincendios.
- **Equipo de mangas:** Cada equipo constará de: Un Pitonero y 2 personas de apoyo.
- **Operadores de Equipo fijo:** Son los encargados de accionar el SSI y utilizar los monitores para el enfriamiento de los tanques.
- **Médico :** Interviene en las labores de rescate y primeros auxilios a los heridos.
- **Personal de Reserva :** Acudirá al punto de reunión y se pondrá a disposición de la organización y relevará al personal de la brigada contraincendios de acuerdo a la indicaciones del Foreman de Operaciones.

## 5.8 Descripción de los escenarios de Riesgos:

### 1. RIESGO MAYOR #1 : INCENDIO EN EL TK-1202 (5000 BBLS) CON RADIACIÓN DE CALOR AL TK-1201 (5000 BBLS) (Diagrama #1)

#### a. Recursos Disponibles:

- Flujo de agua requerido a ser suministrado por la bomba C/I: 1355 GPM
- Duración del Suministro de Agua del Tanque C/I (3000 Bls): 1 hr 30 min
- Presión disponible en la Red C/I: 105 Psig

#### b. Acciones específicas para combatir la emergencia

##### Inyección de espuma al tanque incendiado Tk-1202 (117 GPM):

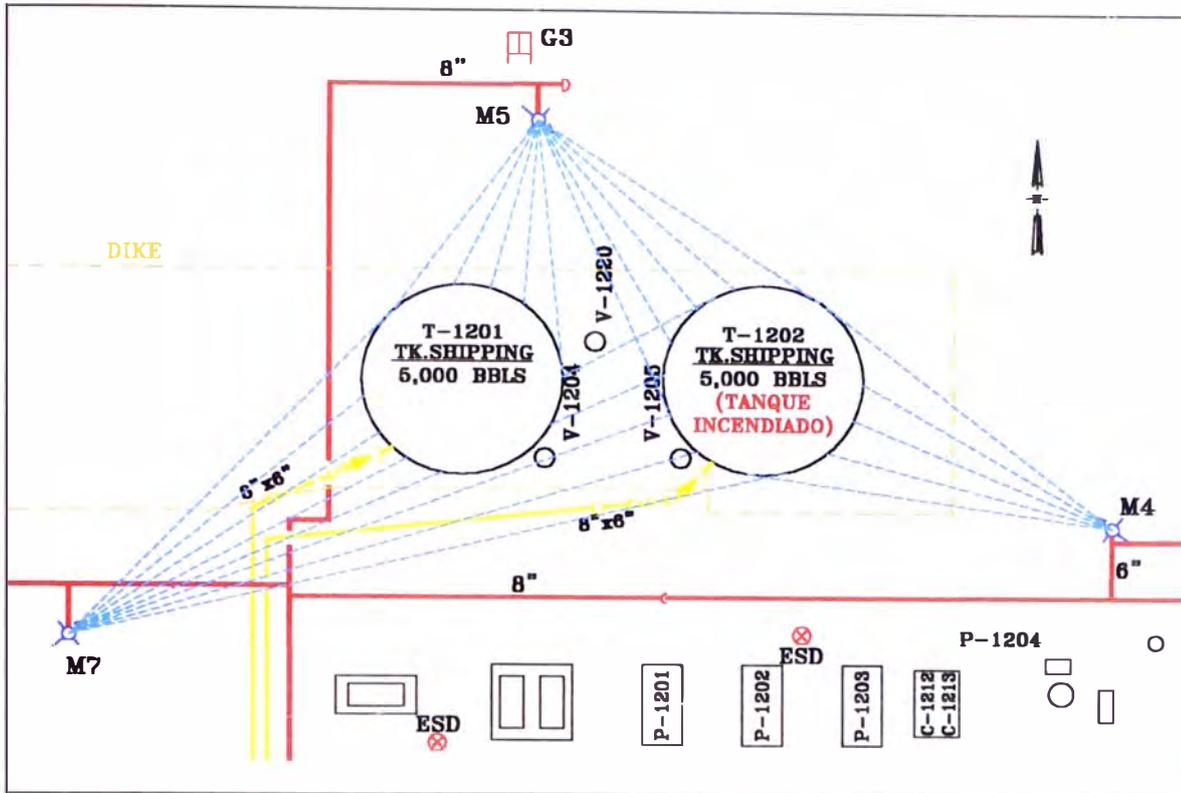
- Abrir la **válvula # 1** del Manifold del SSI #1
- Se debe controlar el nivel de concentrado.
- Controlar funcionamiento de la Bomba Contra incendio.
- Tiempo mínimo de Inyección : **55 min**

##### Enfriamiento del tanque Incendiado Tk-1202 (728 GPM):

- Accionar el M-4, M-5 y el M-7
- El enfriamiento del tanque se realizará sobre su área lateral por **encima del nivel de crudo** y a lo largo de toda su periferia y altura.
- Con la manga se deberá enfriarse el tanque y cubrir posibles derrames de crudo.



Enfriamiento con el monitor M-7



LEYENDA	
	MONITORES (M4,M5,M7)
	HIDRANTES
	PITON UNIVERSAL
	VALVULA DIVISIONARIA
	EXTINTOR PORTATIL DE 30 LBS
	SISTEMA DE INYECCION BAJO SUPERFICIE
	ESD PARADA DE EMERGENCIA
	GABINETE CONTRA INCENDIO (G3)
	SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS
	LINEA DE INYECCION BAJO SUPERFICIE
	AGUA DE ENFRIAMIENTO
	MANGUERA CONTRA INCENDIOS DE 2 1/2"

**DORISSA**  
**ESCENARIOS DE RIESGO**  
**DIAGRAMA # 1**



**OCCIDENTAL PERUANA, INC.**  
**SUCURSAL DEL PERU**  
**SAFETY DEPARTMENT**

<b>DRAWN:</b> MDS	<b>AUTHOR:</b> MDS	<b>CHECKED:</b> ATP	<b>SCALE:</b> NTS	
<b>DATE:</b> 02/02/98	<b>DATE:</b> 13/03/98	<b>APPROVED:</b> DYJ	<b>DWG.:</b> DORISSA1	Sheet 1 of 3

- **Enfriamiento del tanque adyacente sometido a radiación térmica Tk-1201 (510 GPM):**

- Apoyar el enfriamiento con el M-5 y el M-7
- El enfriamiento de los tanques adyacentes se realizará principalmente sobre su área lateral y área del techo expuestas hacia el tanque incendiado.
- Verificar que la válvula de la trampa de fuego esté cerrada.



Enfriamiento con el monitor M-5

**2. RIESGO MAYOR #2 : INCENDIO EN EL AREA DE TANQUES DIESEL TK1212(500BLS)/TK1209(500BLS)/TK1208(500BLS) (Diagrama #2)**

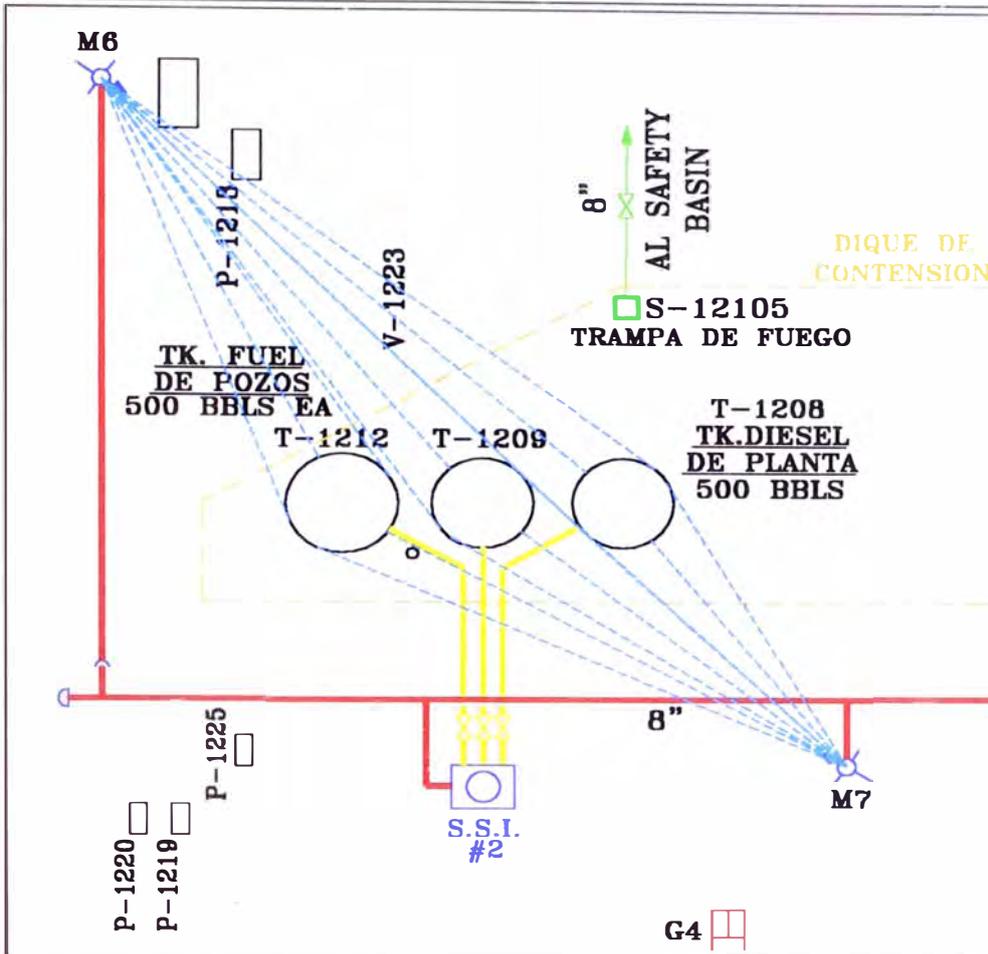
**a. Recursos Disponibles :**

- Flujo de agua requerido a ser suministrado por la bomba C/I: 570 GPM
- Duración del Suministro de Agua del Tanque C/I (3000 Bls): 3 hr 40 min
- Presión disponible en la Red C/I: 150 Psig

**b. Acciones específicas para combatir la emergencia**

- **Inyección de espuma al Tanque Incendiado (70 GPM):**

- Abrir la válvula del Manifold del SSI # 2, del tanque diesel afectado (Tk1212 ó Tk1209 ó Tk1208).
- Controlar funcionamiento de la Bomba Contra incendio.
- Se debe controlar el nivel de concentrado.
- Tiempo mínimo de Inyección : **55 min**



LEYENDA	
	MONITORES (M6, M7)
	HIDRANTES
	PITON UNIVERSAL
	VALVULA DIVISIONARIA
	EXTINTOR PORTATIL DE 30 LBS
	SISTEMA DE INYECCION BAJO SUPERFICIE
	ESD PARADA DE EMERGENCIA
	GABINETE CONTRA INCENDIO (G4)
	SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS
	LINEA DE INYECCION BAJO SUPERFICIE
	AGUA DE ENFRIAMIENTO
	MANGUERA CONTRA INCENDIOS DE 2 1/2"

**DORISSA**  
**ESCENARIOS DE RIESGO**  
**DIAGRAMA # 2**



**OCCIDENTAL PERUANA, INC.**  
**SUCURSAL DEL PERU**  
**SAFETY DEPARTMENT**

<b>DRAWN:</b> MDS	<b>AUTHOR:</b> MDS	<b>CHECKED:</b> ATP	<b>SCALE:</b> NTS	
<b>DATE:</b> 02/02/98	<b>DATE:</b> 13/03/98	<b>APPROVED:</b> DYJ	<b>DWG. :</b> DORISSA2	Sheet 2 of 3

- **Enfriamiento de los Tanques Afectados (500 GPM):**

- Accionar el M-6 y el M-7 a fin de atacar el incendio desde lados opuestos.
- El enfriamiento del tanque se realizará sobre su área lateral y a lo largo de toda su periferia y altura principalmente **por encima del nivel de crudo.**



Zona a enfriar con el Monitor M-7

- El enfriamiento de los tanques sometidos a radiación se realizará sobre su área lateral y área del techo expuestas hacia el tanque incendiado.
- **Verificar que la válvula de la trampa de fuego esté cerrada.**



SSI de los tanques Diesel

**3. RIESGO MAYOR #3 : INCENDIO CON DERRAME EN EL AREA DE TRATADORES Y/O SEPARADORES (V-1201, V-1213, V-1214) CON RADIACION DE CALOR. (Diagrama #3)**

**a. Recursos Disponibles :**

- Flujo de agua requerido a ser suministrado por la bomba C/I: 500 GPM
- Duración del Suministro de Agua del Tanque C/I (3000 Bbls): 4 hrs 12 min
- Presión disponible en la Red C/I: 150 Psig

**b. Acciones específicas para combatir la emergencia**

**- Sofocamiento del Incendio utilizando agua y espuma (500 GPM):**

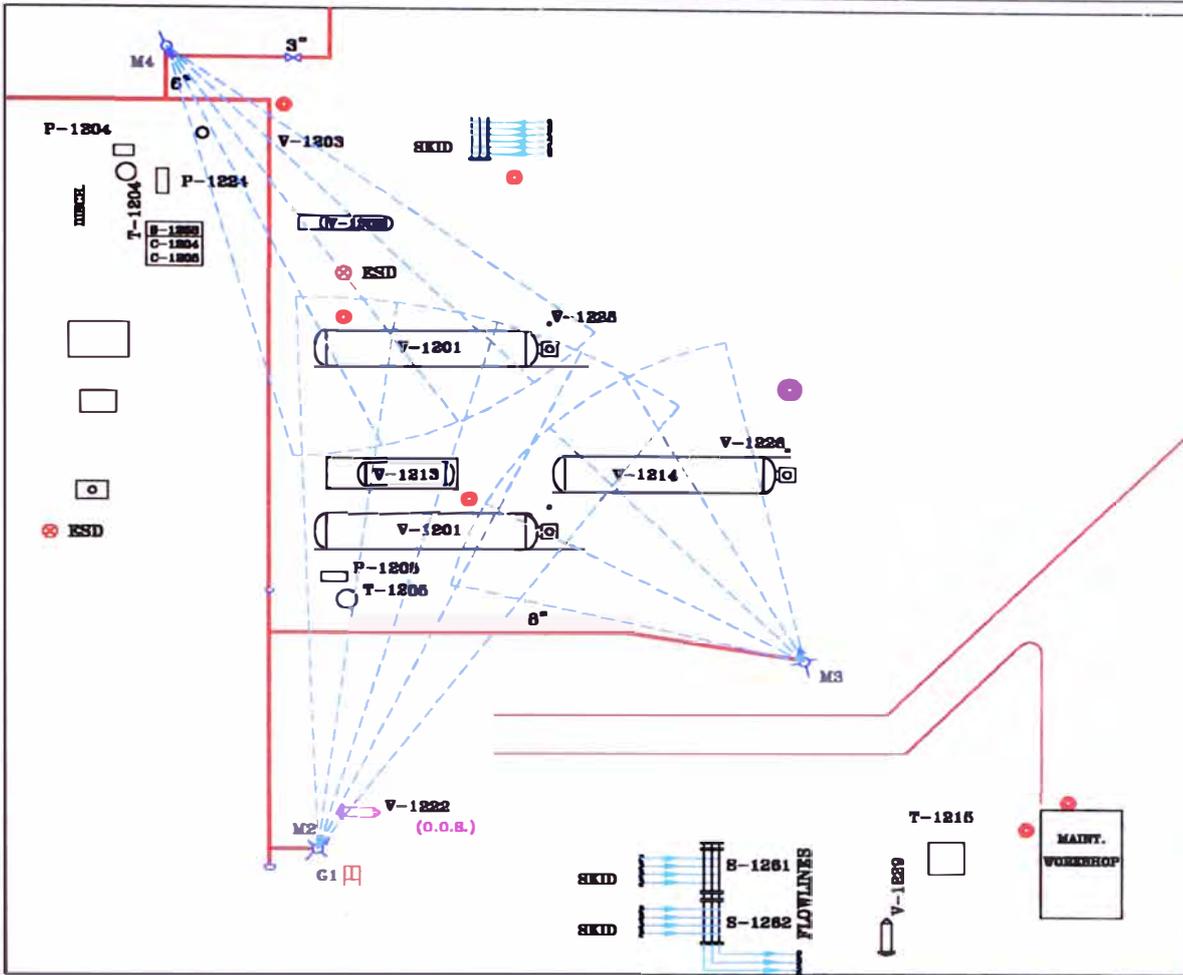
- Accionar los monitores **M-2**, **M-3** y **M-4** a fin de atacar el incendio desde lados opuestos.
- Se debe atacar el incendio en el equipo en emergencia y los equipos expuestos a radiación térmica.
- Si fuese necesario, conectar el pitón de espuma en un monitor o manga y cubrir posibles derrames de crudo.



Zona a enfriar con el M-2



Zona a enfriar con el monitor M-3



**LEYENDA**

- HIDRANTE - MONITOR (M2,M3,M4)
- HIDRANTE
- PITON UNIVERSAL
- VALVULA DIVISIONARIA
- EXTINTOR PORTATIL DE 30 LBS
- EXTINTOR RODANTE DE 150 LBS
- SISTEMA DE INYECCION BAJO SUPERFICIE
- ESD PARADA DE EMERGENCIA
- GABINETE CONTRA INCENDIO (G1)
- SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS
- AGUA DE ENFRIAMIENTO
- MANGUERA CONTRA INCENDIOS DE 2 1/2"

**DORISSA**  
**ESCENARIOS DE RIESGO**  
**DIAGRAMA# 3**



**OCCIDENTAL PERUANA, INC.**  
**SUCURSAL DEL PERU**  
**SAFETY DEPARTMENT**

<b>DRAWN:</b> MDS	<b>AUTHOR:</b> MDS	<b>CHECKED:</b> ATP	<b>SCALE:</b> NTS
<b>DATE:</b> 02/02/98	<b>DATE:</b> 13/03/98	<b>APPROVED:</b> DYJ	<b>DWG. :</b> DORISSA3 <span style="float: right;">Sheet 3 of 3</span>

#### 4. RIESGO MAYOR #4 : INCENDIO EN EL AREA DEL FOAM KNOCK-OUT (Diagrama #4)

##### a. Recursos Disponibles :

- Flujo de agua requerido a ser suministrado por la bomba C/I: 500 GPM
- Duración del Suministro de Agua del Tanque C/I (3000 Bbls): 4 hrs 12 min
- Presión disponible en la Red C/I : 150 Psig

##### b. Acciones específicas para combatir la emergencia

##### - Sofocamiento del Incendio utilizando agua y espuma (500 GPM):

- Accionar el monitor M-1 y, de ser necesario, tender una manga desde H1 a fin de atacar el incendio desde lados opuestos.

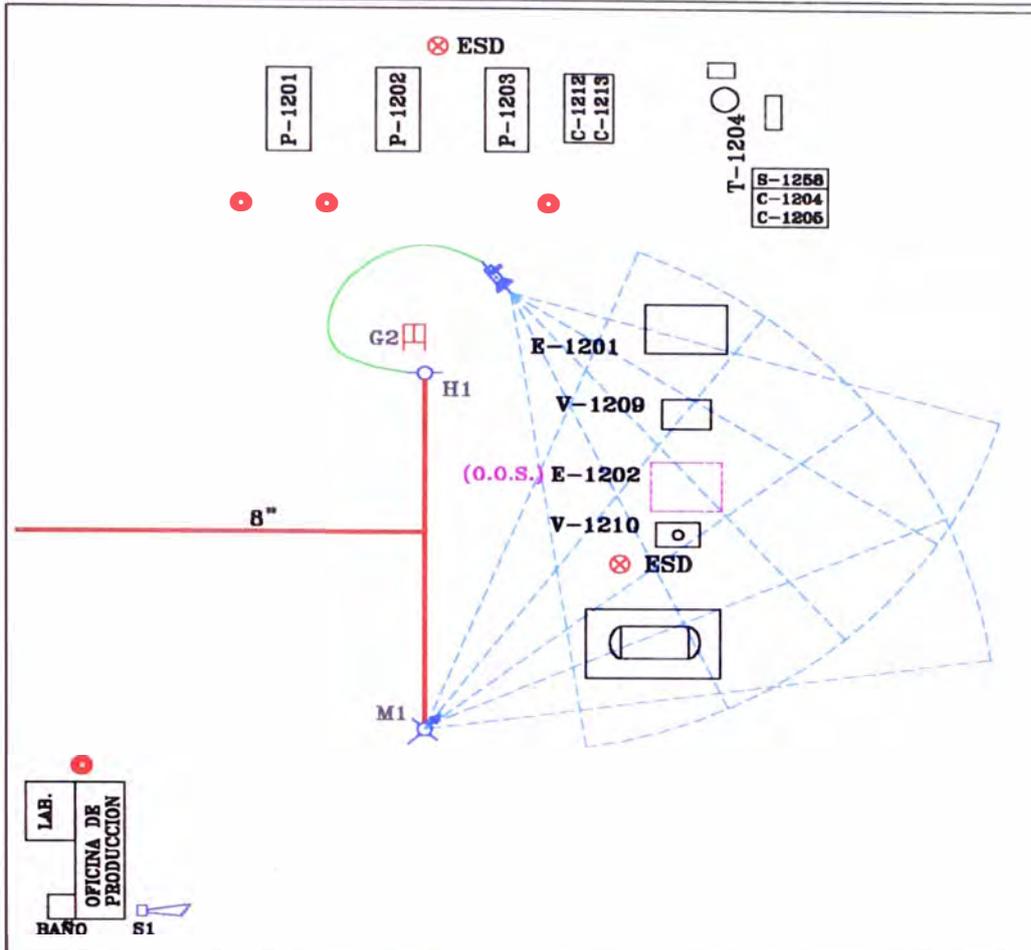


Foam knockout v enfriadores de gas - Dorissa

- Se debe atacar el incendio en el equipo en emergencia y los equipos expuestos a radiación térmica..



Zona a ser protegida con el monitor M-1



LEYENDA	
	HIDRANTE - MONITOR (M1)
	HIDRANTE (H1)
	PITON UNIVERSAL
	VALVULA DIVISIONARIA
	EXTINTOR PORTATIL DE 30 LBS
	EXTINTOR RODANTE DE 150 LBS
	SISTEMA DE INYECCION BAJO SUPERFICIE
	ESD PARADA DE EMERGENCIA
	GABINETE CONTRA INCENDIO (G2)
	SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS
	AGUA DE ENFRIAMIENTO
	MANGUERA CONTRA INCENDIOS DE 2 1/2"

**DORISSA**  
**ESCENARIOS DE RIESGO**  
**DIAGRAMA# 4**



**OCCIDENTAL PERUANA, INC.**  
**SUCURSAL DEL PERU**  
**SAFETY DEPARTMENT**

<b>DRAWN:</b> MDS	<b>AUTHOR:</b> MDS	<b>CHECKED:</b> ATP	<b>SCALE:</b> NTS
<b>DATE:</b> 02/02/98	<b>DATE:</b> 13/03/98	<b>APPROVED:</b> DYJ	<b>DWG. :</b> DORISSA 4 Sheet

## **CAPITULO VI**

### **DISEÑO, CONSTRUCCION E INSTALACION DEL FORMADOR DE ESPUMA DE DOBLE JET PARA UN TANQUE DE 1000 BBLs. PROTEGIDO POR EL SISTEMA DE INYECCION BAJO SUPERFICIE**

#### **6.1. Objetivos:**

Tal como se determinó anteriormente en los Planes de Emergencia Contra incendios, el área de máximo riesgo son los Tanques de Almacenamiento de Petróleo. En este capítulo se tratará del diseño de un sistema de protección utilizando la inyección de espuma bajo superficie, el cual es utilizado en todas las unidades de proceso de Occidental.

Para este fin se muestra el diseño típico para los Tanques de Almacenamiento de Capahuari Sur. En los anexos N° 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 & 20 se describen los tipos de espumas utilizadas en la industria, los sistemas de protección para los tanques de almacenamiento, pruebas de eficiencia de espumas, red de agua contra incendios de Capahuari Sur y procedimientos para el mantenimiento y evaluación del sistema de inyección de espuma bajo superficie.

Aquí mi contribución fue el haber participado en el diseño, evaluación de la eficiencia en planta piloto, construcción, instalación, prueba de funcionamiento y eficiencia en “situ”.

**CAMPAMENTO : CAPAHUARI SUR**



**Ingreso de la espuma al tanque**

**Tanques de 10000Bls protegidos por el SSI**



**Ubicación del SSI y de los tanques a proteger**

## **6.2 Antecedentes:**

En 1984 se adquirió un equipo de inyección de espuma bajo superficie marca Delta de 300 gpm y con un extracto de espuma mecánica impulsado por presión balanceada (vejiga interior), el cual fue instalado para proteger los tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

Luego de revisar este sistema, se construye un equipo similar que cumple la misma función, más barato y garantizando la misma confiabilidad de operación. Se optó por usar gas nitrógeno como impulsor del concentrado (XL3%) almacenado en tanques de 350 gal presurizados a 125 psig. El formador de espuma utiliza el flujo de agua de la red contra incendios para succionar el aire en una cámara y formar la espuma a ser inyectada a los tanques siniestrados. Este tipo es el denominado Sistema SSI tradicional.

El departamento de Seguridad Industrial de acuerdo a la política de la Corporación para el mejoramiento de equipos y sistemas utilizados, realizó investigaciones y después de varias pruebas, se optó por diseñar y construir un formador de espuma con doble Jet.

Dicho formador posee 2 cámaras de succión; que utilizando el flujo de agua de la red se origina la succión del concentrado en la primera cámara y luego en la segunda cámara se succiona aire formando la espuma. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios y de esta manera se desarrolló el formador de espuma con doble jet.

## **6.3. Ventajas del formador de espuma de doble jet**

### **1. SEGURIDAD :**

- ◆ No requiere trabajar con recipientes a presión, el tanque se transforma en recipiente de almacenamiento a presión atmosférica.

- ◆ No se emplea cilindros de Nitrógeno.
- ◆ No se necesitan tubos de acero de 3/8" ("tubbings").
- ◆ No se necesita válvulas de alivio de presión.
- ◆ Se utilizan los tanques instalados pero en adelante no son críticos.

## **2. MANTENIMIENTO :**

Al tener menos componentes, requiere de menos y mas simple mantenimiento. Esto permite el ahorro de Horas-Hombre. No se requiere someter los tanques a pruebas hidrostáticas periódicas.

## **3. TECNICAS:**

- ◆ El desarrollo es completamente nuevo y produce niveles de vacío tanto en la alimentación de concentrado como en la de aire, de 28-29 pulg de mercurio.
- ◆ La calidad de espuma es excelente.
- ◆ Mediante una TEE en la línea de alimentación de concentrado, nos permite adicionar la cantidad que se requiera para combatir un siniestro.
- ◆ Permitirá eliminar el tanque de concentrado en futuros proyectos reemplazándolos por simples tomas de alimentación mediante Drums de XLX3.
- ◆ Construcción y operación mas simple y con menos requerimientos técnicos del personal.

## **4. ECONOMIA:**

- ◆ La mano de obra necesaria para su construcción y mantenimiento se reduce notablemente lo que permite el empleo mas eficiente del personal en otras ocupaciones balanceando así en parte nuestras deficiencias en Horas-Hombre disponibles.

- ◆ El costo de los componentes y materiales necesarios, baja sensiblemente. Esto permite que el sistema se instale fácilmente y a poco costo donde fuera necesario.
- ◆ Un cálculo global de los costos muestra que la instalación del nuevo sistema, representa menos de 1/5 del costo original del sistema convencional.

## 5. EN RESUMEN:

- ◆ Es un sistema nuevo no tradicional de alto rendimiento.
- ◆ Es un sistema simple, fácil de instalar y de usar.
- ◆ Es un sistema que produce sensible economía contra los sistemas tradicionales.
- ◆ No requiere mucho mantenimiento.
- ◆ Es seguro.
- ◆ Es recomendable para su instalación en las nuevas baterías y tanques que lo requieran a poco costo.

La planta de Capahuari Sur tiene instalados dos sistemas fijos de generación de espuma denominados SSI (Sub Surface Injection). La finalidad principal es inyectar espuma dentro de los tanques para extinguir el fuego en caso de incendios.

Los concentrados usados en el campo, son del tipo fluoroproteínico XLX3. La espuma se forma, al mezclar el concentrado con el agua y el aire en el formador de espuma.

#### 6.4. DATOS DISPONIBLES:

##### CARACTERISTICAS DEL TANQUE:

Capacidad Nominal :	10000 BBLS
Capacidad Real :	10145.3748 BBLS
Diámetro :	54' - 11 ¾" = 55 pies
Altura :	24 ft = 9 PSI

#### 6.5. CALCULO DE LA DEMANDA MINIMA DE SOLUCION Y CONCENTRADO

Datos:

- Rate de Espuma : 0.1 gpm/pie (de acuerdo a norma 11 NFPA)
- Diámetro del tanque : 55 pies
- Tiempo de operación : 55 min (de acuerdo a norma 11 NFPA) Ver tabla N°1

$$\text{Area} = \pi D^2 = \pi (55)^2/4 = 2375.8294 \text{ ft}^2$$

Calculando la demanda de Solución:

$$\begin{aligned} V_s &= 2375.8294 \text{ ft}^2 \times 0.1 \text{ gpm/ft} = 237.5829 \text{ gpm soluc.} \\ &= 250 \times 55 \text{ min} = 13750 \text{ gal de solución} \end{aligned}$$

Nota: Los elementos pueden calcularse con 237.5829, pero por razones de riesgo controlado es mejor calcularlos como 250 gpm de demanda del Foam Maker.

Calculando la demanda de concentrado:

$$V_c = 13750 \text{ gal soluc} \times (0.03 \text{ gal conc/gal soluc}) = 412.5 \text{ gal de concentrado.}$$

La demanda mínima de concentrado: 450 gal de concentrado en el Tanque.

## 6.6 CALCULO DEL FORMADOR DE ESPUMA (FOAM MAKER)

### 1. VELOCIDAD DE INGRESO AL SISTEMA, $V_o$ (pie/s)

De la Figura # N° 1

$P_o = 150$  PSI (Presión de entrada del agua al sistema)

$d_o = 2''$  (diámetro de entrada del sistema)

$Q_o = 150$  gpm (caudal de ingreso del agua al sistema)

$P_1 = -14.7$  PSI (presión de vacío)

$$V_0 = 0.4085 \times Q_o / d_o^2$$

$$V_o = 0.4085 \times 150 \text{gpm} / (2'')^2 = 15.3 \text{ pie/s}$$

## 6.7 CALCULO DE LA VELOCIDAD DE SALIDA EN EL JET #1, $V_1$ (pie/s)

Valor de  $V_1$  aplicando la ecuación de Bernoulli

$$V_o^2/2g + P_o / 0.4335 = V_1^2/ 2g + P_1/ 0.4335$$

Donde:

$$g = 64.32$$

factor de conversión = 0.4335

reemplazando los datos se tiene:

$$V_1 = 157.1 \text{ pie/s}$$

## 6.8 CALCULO DEL DIAMETRO DEL JET # 1, $d_1$ (pulg). (ver foto a)

$$V_1 = 0.4085 \times Q_o / d_1^2$$

$$d_1 = 0.625'' = 5/8''$$

**6.9 CALCULO DEL DIAMETRO DEL JET #2, d2 (pulg). (ver foto c)**

$$Q = 1.03Q_0$$

$$P = P_0 - P_1$$

$$V_1 = V$$

Luego de la ecuación de Bernoulli:

$$V^2/2g + P / 0.4335 = V_2^2/ 2g + P_2/ 0.4335$$

$$V_2 = 216.7 \text{ pie/s}$$

Calculando el diámetro:

$$V_2 = 0.4085 \times Q/ d_2^2$$

$$d_2 = 0.54''$$

**6.10. DIAMETRO DE LA GARGANTA DE SALIDA, d3 (pulg). (ver foto d)**

$$Q_1 = Q \times F$$

Donde: F = 2, Factor de expansión mínimo por razones de seguridad.

$$V_2 = V_3$$

$$V_2 = 0.4085 \times Q_1/ d_3^2$$

$$d_3 = 0.76''$$

**6.11 CALCULO DEL ORIFICIO DE SUCCION DE CONCENTRADO, d4 (pulg)  
(ver foto c)**

$$Q = 1.03Q_0$$

$$V_4 = V_1$$

$$V_1 = 0.4085 \times Q/ d_4^2$$

$$d_4 = 0.63''$$

**6.12. CALCULO DEL ORIFICIO DE SUCCION DE AIRE, d5 (pulg). (ver foto d)**

$$Q1 = QxF$$

Donde: F = 4, Factor de expansión máxima de la espuma.

$$V5 = V2 = V3$$

$$V5 = 0.4085 \times Q1 / d5^2$$

$$d5 = 1.07''$$

# 250 GPM TWIM JET RATE CONTROLLER - FOAM MAKER

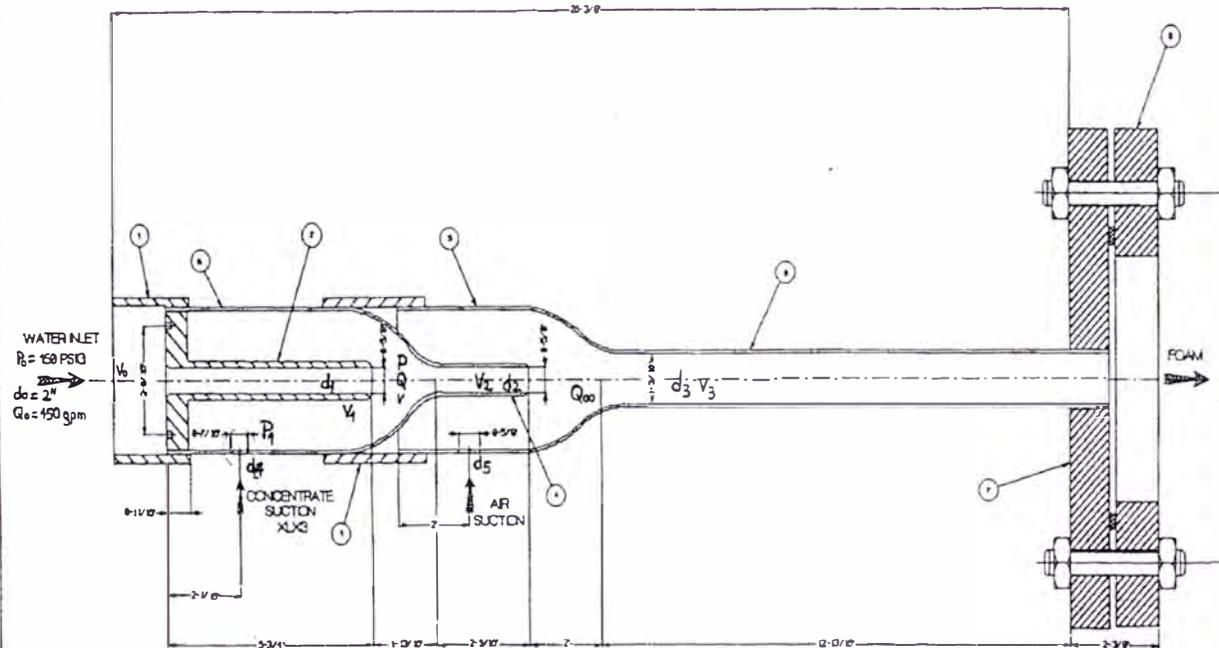


FIG No 1

8	SLIP ON FLANGE # 8 1/2" x 4" 316 SS	1
7	BLIND FLANGE # 8 1/2" x 4" 316 SS	1
6	PPE # 1/2" x 2" 316 SS GALVANIZED BW.	1
5	# 2" x 1/2" CO-CENTRIC REDUCER 304-316 STD CARBON STEEL	1
4	PPE # 1/2" x 2" 316 SS GALVANIZED BW.	1
3	# 2" x 1/2" CO-CENTRIC REDUCER 304-316 STD CARBON STEEL	1
2	JET # 1/2" x 1" 316 SS	1
1	COUPLING PPE # 2" 304-316 STD GALVANIZED	2
ITEM	DESIGNATION	QUANTITY



150 GPM TWIN JET RATE CONTROLLER - FOAM MAKER

SAFETY DEPARTMENT

01

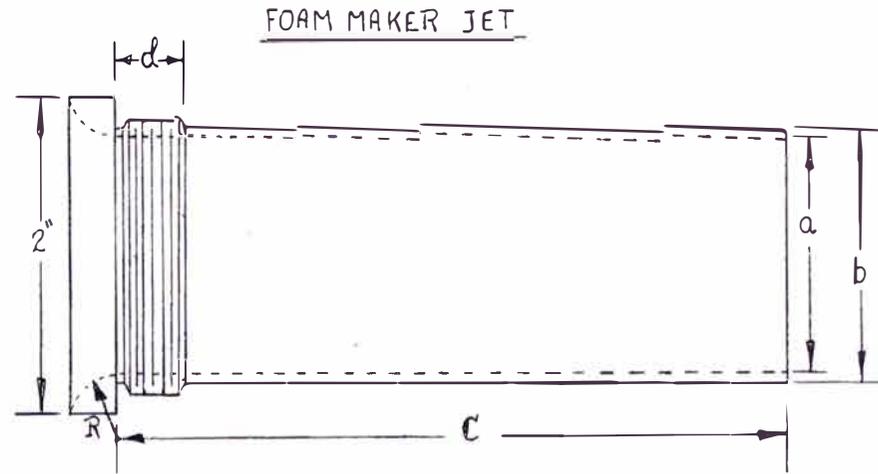
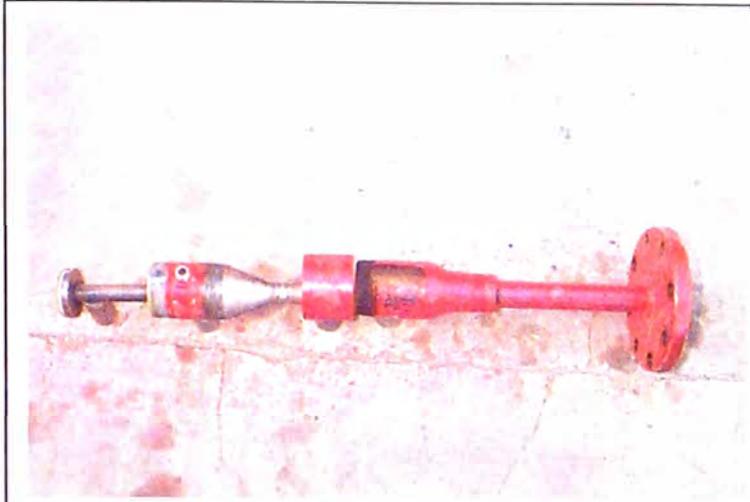


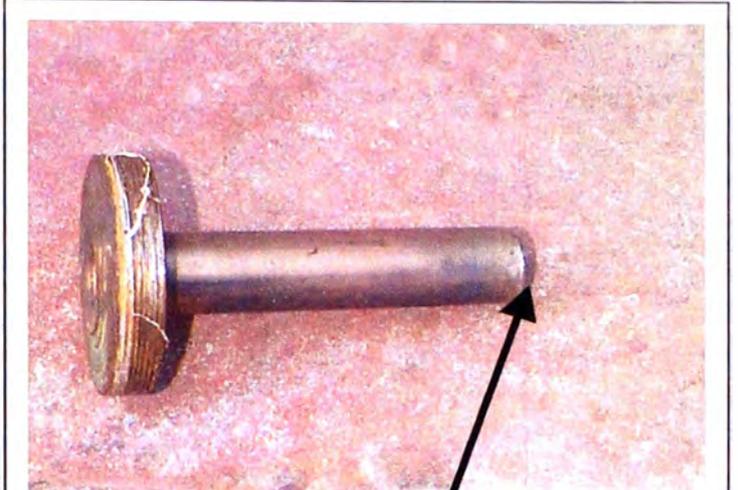
Fig No 2

FLOW	a	b	c	d
350 GPM	1 1/2"	1 5/8"	5 1/2"	7/16
250 GPM	1 3/16"	1 7/16"	5 1/2"	7/16
150 GPM	7/8"	1 1/8"	5 1/2"	7/16

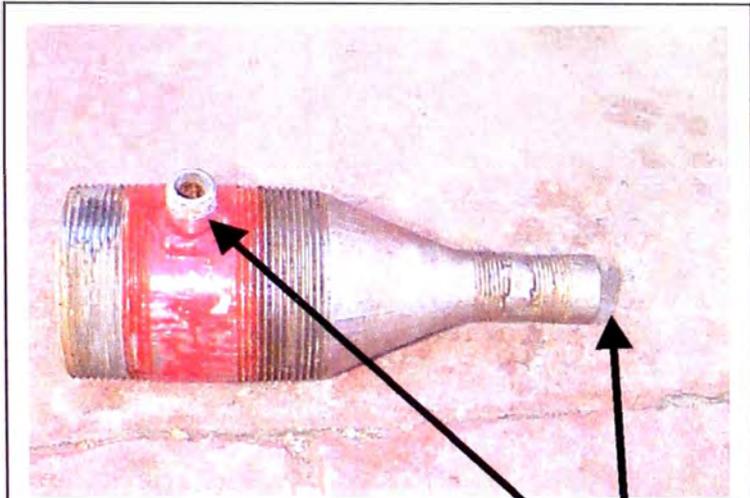
RADIO DEL ALABEO =  $a/2$



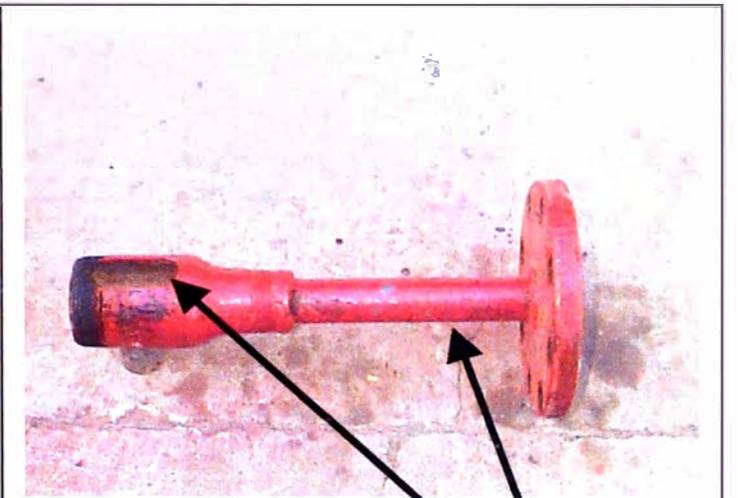
**a.-Partes del Formador de espuma**



**b.- Jet #1 –  $d_1$**



**c.- Succión de Concentrado –  $d_4$  –  $d_2$**



**d.- Succión de Aire –  $d_5$  –  $d_3$**



**Formador de espuma ensamblado**



**Formador de espuma instalado**

## **CAPITULO VII**

### **CONCLUSIONES**

A través del presente trabajo se ha revisado los conceptos que involucra la realización de un Estudio de Riesgo y Operabilidad para Plantas de Proceso (HAZOP), metodología accesible a todas las personas que tengan conocimientos de Ingeniería de Procesos y que permite identificar, documentar y eliminar los peligros por medio de ideas innovadoras.

Dicha revisión metódica nos llevó a definir los términos de Riesgo (cualquier cosa (reacciones químicas, mal funcionamiento del equipo o error del operador) que puede inducir a un evento indeseado) y Operabilidad (cualquier cosa que cause el operador para improvisar en sus acciones).

Esta simple revisión evalúa el procedimiento en cuanto a su minuciosidad y educa a los miembros del Equipo de Análisis. Nos lleva a utilizar palabras guías (No, Mas, Menos) para analizar las desviaciones de Operación (Flujo, Flujo Reverso, Presión, Nivel, Temperatura, etc.) debido a diferentes causas y sus consecuencias para la Planta de Proceso. Lo más importante es el análisis de los dispositivos y programas de seguridad con que se cuenta y dar las respectivas recomendaciones en caso de que no se tuviera.

Para la persona que cuenta con estudios de Ingeniería Química, verá que esta herramienta de la Ingeniería de Riesgos le será muy útil y económica para cuando quiera realizar un estudio de Riesgos y Operabilidad de la Planta en donde trabaja.

Debido a que las operaciones se realizan en un lugar remoto de la amazonía peruana, la inversión y riesgo que representan las operaciones en las Plantas de Proceso es alta; esto involucró que el Departamento de Seguridad Industrial desarrolle, construya, inspeccione y entrene al personal que trabaja en el Lote 1-AB (OXY y Contratistas) en el Plan de Respuesta a la Emergencia en Caso de Incendios.

El personal está ampliamente capacitado en el uso de los equipos contraincendios portátiles (extintores) y en los equipos instalados en la red de agua contraincendios (mangueras y monitores). Los Planes Contraincendios son desarrollados por lo menos 4 veces al año en cada planta de proceso. Esto aumenta el grado de seguridad para la preservación de nuestras instalaciones y principalmente el capital humano.

Por ultimo, los conocimientos adquiridos en Seguridad Industrial, Salud Ocupacional e Ingeniería de Riesgos por mi labor dentro de la Cía. Occidental Peruana Inc. (OXY), han mejorado mi punto de vista de la eficiencia de una planta de procesos.

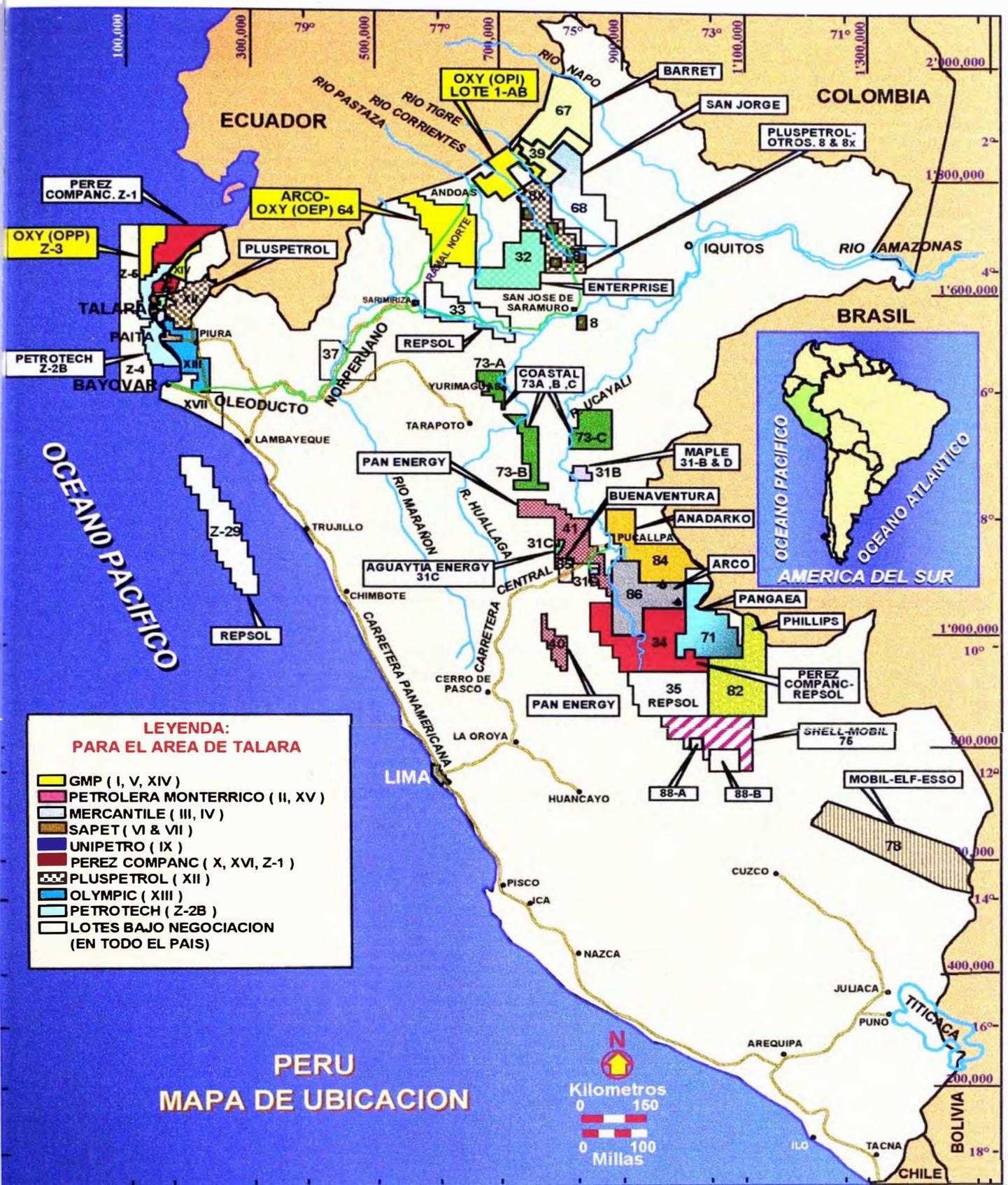
Cuando uno egresa de la universidad, los conocimientos adquiridos nos inducen solamente en la optimización de la productividad de la planta en donde se trabaja, dejando muchas veces de lado los riesgos que se generan en el proceso y también no le damos la debida importancia al control de los agentes que dañan o enferman al personal (ruido, gases tóxicos, vibraciones, deficiente iluminación, etc.).

**BIBLIOGRAFIA**

1. Asociación Nacional de Lucha Contra incendios (NFPA), "Manual de Protección Contra incendios", Estados Unidos de América, Sesentava Edición, 1991, 2,000 páginas.
2. Corporación de Ingeniería Stone & Webster, "Auditoria y Manejo de Riesgos para la Industria de Procesos Químicos", editado por Harris R. Greenberg and Joseph J. Cramer, Estados Unidos de América, 1991, 369 páginas.
3. Perry & Green, "Manual del Ingeniero Químico", Editado por McGraw-Hill, Estados Unidos de América, Sección 26, Séptima Edición, 1997
4. Publicación API 2001, "Control de Fuegos en Tanques de Almacenamiento Atmosféricos para Combustibles Líquidos", Estados Unidos de América, Tercera Edición, Enero 1991.
5. Publicación API 2216, "Riesgo de Ignición de los Vapores de Hidrocarburos debido a Superficies Calientes en Ambientes Atmosféricos", Estados Unidos de América, Segunda Edición, Enero 1991.
6. Práctica Recomendada API 2001, "Protección Contra incendios para Refinerías", Estados Unidos de América, Quinta Edición, Marzo 1997.
7. Práctica Recomendada API RP 500, "Clasificación de Locaciones para Instalaciones Eléctricas en Plantas Petroleras, Estados Unidos de América, Primera Edición Junio 1, 1991.
8. Publicación API 2028, "Arrestadores de Flama en Sistemas de Tuberías para gas", Estados Unidos de América, Segunda Edición, Diciembre 1991.
9. Robert Deshotel & Robert D. Zimmerman, "Análisis del Costo Efectivo de la Revisión de Riesgos para el Diseño de Plantas de Proceso". McGraw Hill, Inc., Estados Unidos de América, 1995, 252 páginas.

10. Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, "Manual de la Legislación Peruana para la Industria de Hidrocarburos", Primera Edición, Marzo 1997, 392 páginas.
11. Trevor A. Kletz, 1985, "Eliminando los Riesgos Potenciales en los Procesos Químicos", Estados Unidos de América, Ingeniería Química, Abril 1. Páginas 48 – 68.
12. Trevor Kletz, "Diseño de Planta bajo el punto de vista de Seguridad: un enfoque amigable para el usuario ", Corporación de Publicación Hemisferio, Estados Unidos de América , 1991, 163 paginas.

**ANEXO N° 1**  
**PERU**  
**MAPA DE UBICACION**

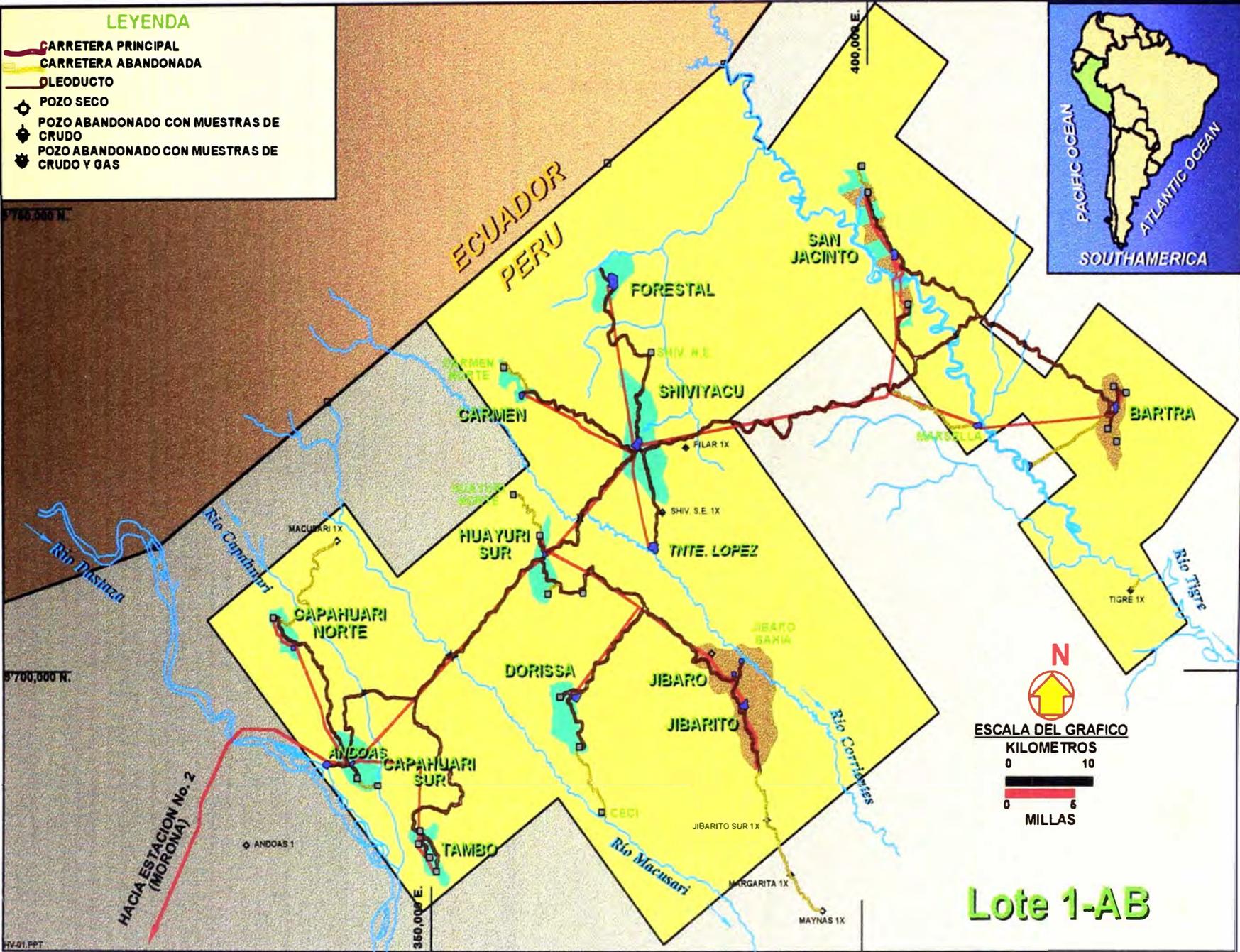


**ANEXO N° 2**

**LOTE 1 - AB**

**LEYENDA**

-  CARRETERA PRINCIPAL
-  CARRETERA ABANDONADA
-  DLEODUCTO
-  POZO SECO
-  POZO ABANDONADO CON MUESTRAS DE CRUDO
-  POZO ABANDONADO CON MUESTRAS DE CRUDO Y GAS



**Lote 1-AB**

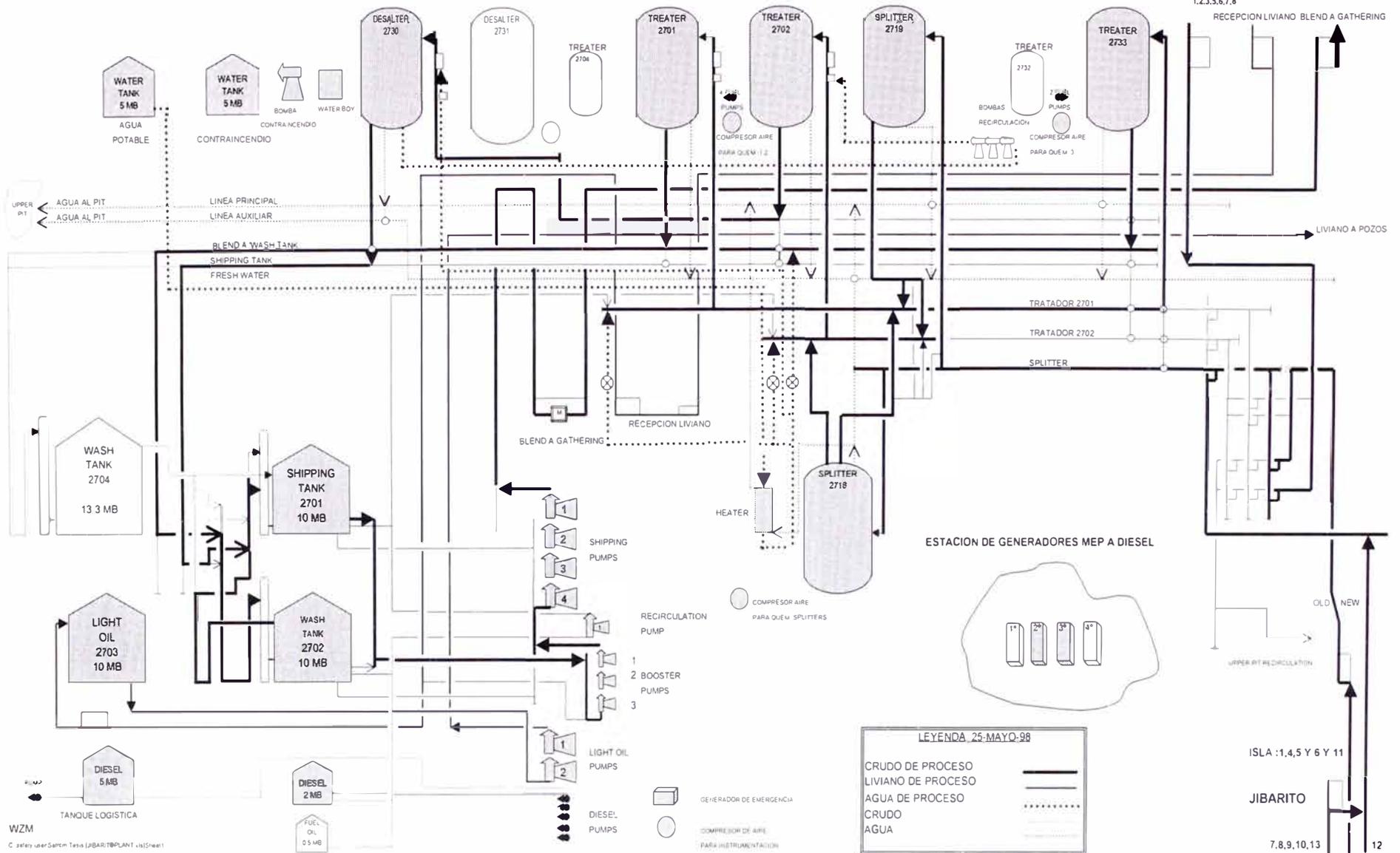
**ANEXO N° 3**

**DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA**

**DE PROCESO DE JIBARITO**

# JIBARITO PLANT

JIBARO  
1.2.3.5.6.7.8

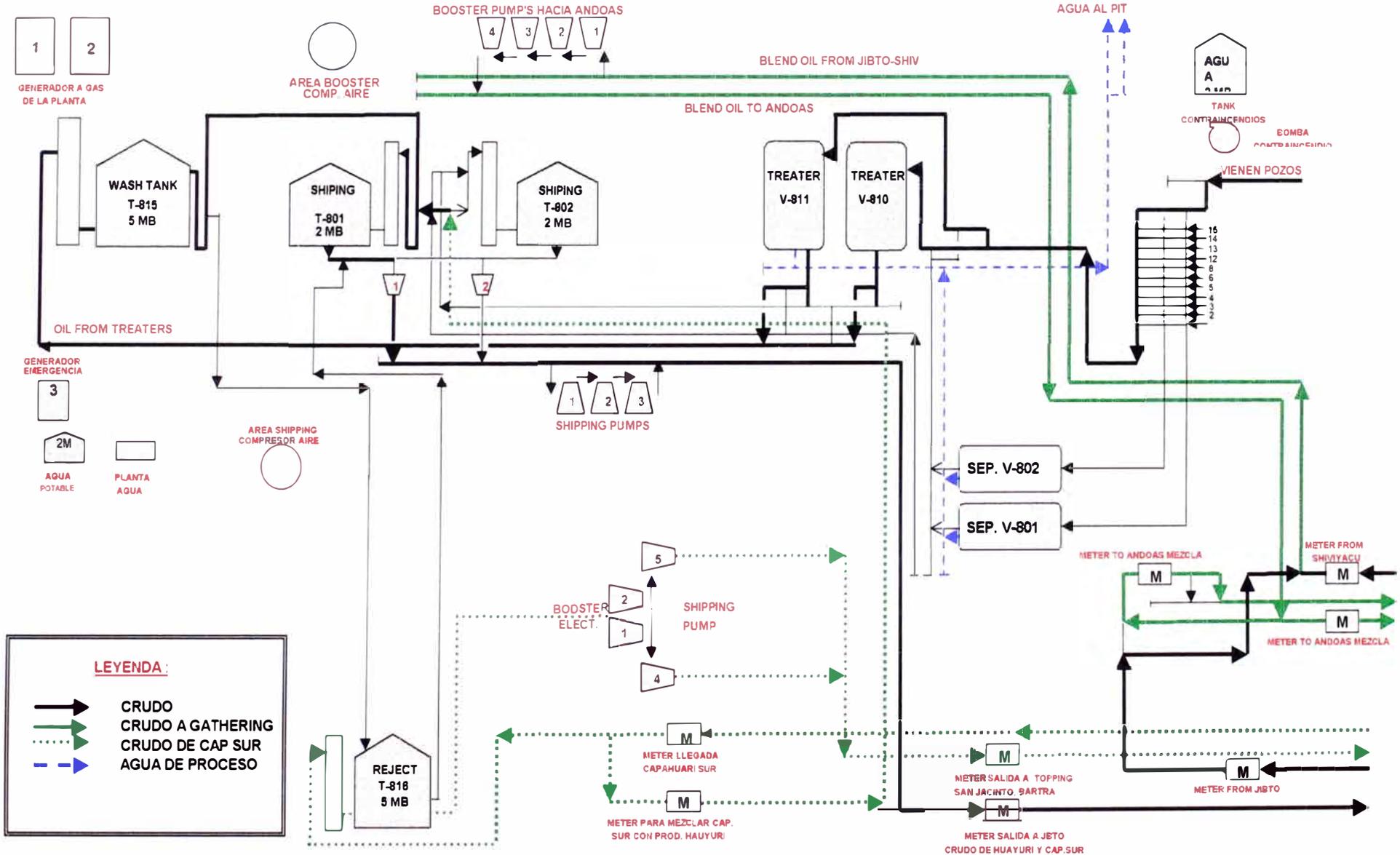


WZM  
C:\stefy user\Sarcom\Terna\JIBARITO\PLANT\msi\Draw1

**ANEXO N° 4**

**DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA  
DE PROCESO DE HUAYURI**

# PLANTA DE PROCESO HUAYURI



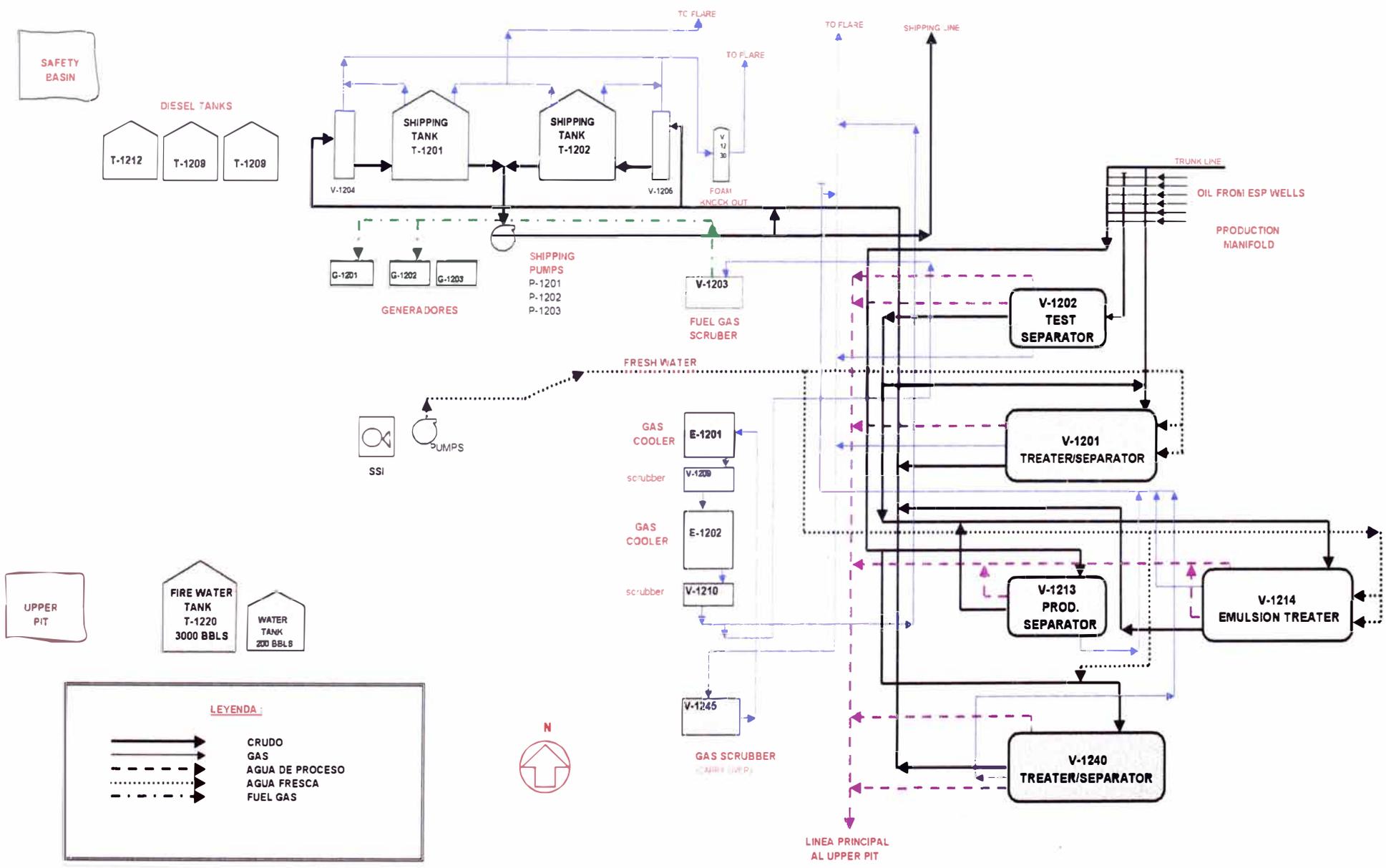
**LEYENDA:**

- CRUDO
- CRUDO A GATHERING
- CRUDO DE CAP SUR
- AGUA DE PROCESO

**ANEXO N° 5**

**DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA  
DE PROCESO DE DORISSA**

# PLANTA DE PROCESO DORISSA



## LEYENDA:

- CRUDO
- GAS
- AGUA DE PROCESO
- AGUA FRESCA
- FUEL GAS

**ANEXO N° 6**  
**DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO**  
**DORISSA**

**ANEXO N° 7**

**DIAGRAMA DE INSTRUMENTACION  
TRATADORES / SEPARADORES DORISSA**

**ANEXO N° 8**

**DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA GAS**

**GENERADORES DE PLANTA DORISSA**

**ANEXO N° 9**  
**DIAGRAMA DEL NODO N° 2**  
**TRATADOR V-1201 DORISSA**

**ANEXO N° 10**

**DIAGRAMA DE FLUJO DE LA**

**PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS**

**SAN JACINTO**

**ANEXO N° 11**

**DIAGRAMA DEL NODO N° 14**

**REGENERADOR DE GLICOL**

**SAN JACINTO**

**ANEXO N° 12**

**SISTEMA CONTRAINCENDIOS**

**DORISSA**

## SISTEMA CONTRAINCENDIOS DE DORISSA

### 1. TANQUES :

Contienen el agua de reserva a utilizar.

Datos de los tanques:

Dimensiones: 24' h x 30'd

Capacidad : 1000 Barriles

En condiciones normales el tanque está lleno, si el nivel de agua llegase a la mitad, automáticamente arranca la bomba de la fuente de suministro, recargando el tanque.



Tanque de Agua contraincendio 3000 bbls

### 2. BOMBAS CONTRAINCENDIO

#### 2.1 Bomba Jockey:

Esta bomba mantiene una presión constante de 150 Psi en la red contraincendios.

Datos de la Bomba Jockey

Marca : Goulds Pump

Modelo: 3196

Tipo: Centrifuga - Eléctrica 25 Hp

## 2.2 Bomba Principal:

Esta bomba entrega un caudal nominal de 1250 gpm @ 120 psi a la red hidráulica. Opera automáticamente, utilizando un switch de presión del tablero de mando cuando la presión de agua en la red llega a 85 psi.

### Datos de la Bomba Principal

Marca : Worthington  
Modelo: 5LR-19 1750 rpm  
Tipo : Centrífuga eje horizontal  
Motor : Caterpillar 3406PC/ 305 hp



Dorissa Bomba Contra incendio

## 2.3 Sistema de Control:

El panel de control ha sido programado para que arranque el motor de la bomba principal en forma automática, utilizando la presión de la red. Si la presión baja a 95 psi, arranca la bomba Jockey, si luego de esto la presión sigue disminuyendo a 85 psi, arranca la bomba principal.

Este panel trabaja como indicador de falla de:

- Presión de aceite en el motor
- Temperatura de agua de refrigeración del motor
- Nivel de agua del radiador
- Nivel de carga de las baterías
- Sobrevelocidad (Overspeed)

El tablero de control sólo detendrá automáticamente el motor de la bomba principal en caso de overspeed.



Dorissa - Bomba Principal

### 3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

#### 3.1 Red Contraincendios : -----

Es una tubería enterrada por tramos, dispuesta en forma de anillo cerrado (loop) con diámetros que varían de 6" a 8".

#### 3.2 Hidrantes :

Son elementos fijos conectados a la red contra incendios, que poseen dos válvulas de 2 ½" de diámetro con rosca exterior NST para conexión de las mangueras.

Hidrantes Instalados : 2

### 3.3 Monitores – Hidrantes :

Suministran el agua para el enfriamiento, a través de pitones que entregan caudales fijos de 125 a 250 gpm @ 100 psig, con diferentes tipos de chorro. Tienen alcances entre 10 a 37 mts, dependiendo del tipo de chorro, caudal y presión.

Pueden ser utilizados con pitones formadores de espuma dependiendo del tipo de incendio a combatir.

Monitores Instalados : 7



Poseen también válvulas laterales en su estructura, en las cuales es posible conectar mangueras para suministrar agua de refrigeración.

Los monitores se componen de tres partes:

- Pitones
- Cuerpo del Monitor
- Válvula de apertura

### 3.4 Válvulas divisionarias de la Red Contraincendios: ∞

Existen 3 válvulas para sectorizar la red hidráulica. Están ubicadas dentro de cajas metálicas. Tienen como función aislar por tramos la red en caso fuese necesario.



Monitor M-2 con piton de 250 gpm

### 3.5 Gabinetes : ☒

Son estructuras metálicas que almacenan los equipos contra incendio portátiles a ser utilizados para combatir la emergencia.

Cada Gabinete contiene:

- Pitón Formador de Espuma
- Pitón universal o de Chorro directo tipo DSF de 125 – 250 gpm
- Reducción con rosca NST 1½” a 2½”
- Manguera Contra incendio de 1½” y 2½”
- 1 Can con 5 galones de XLX3
- Un diagrama de la red contra incendios pegado en la puerta del gabinete.

Gabinetes instalados en Dorissa : 3



Gabinete Contraincendio

## DATOS DE LOS PITONES

MODELO	POSICION	TIPO DE CHORRO	CAUDAL (GPM)		ALCANCE (MT)	
			100 PSI	125 PSI	100 PSI	125 PSI
DSF	125	DIRECTO	125	141	37	41
	125	NIEBLA			9	11
	175	DIRECTO	175	194	39	43
	175	NIEBLA			12	14
	250	DIRECTO	250	280	41	45
	250	NIEBLA			12	14

**3.6 Sirenas Locales:**

En la planta de Dorissa existen 2 sirenas que se accionan manualmente. Utilizan nitrógeno para su funcionamiento.

**Ubicación de las Sirenas:**

Sirena # 1 : Oficina del Sr. Foreman

Sirena # 2 : Laboratorio de Producción

Tienen una potencia sonora de 120 dB, con un alcance de 100 mts. En caso de emergencia debe de accionarse en forma continua.



Alarma de Emergencia

#### 4. SISTEMA DE ESPUMA



La planta de Dorissa tiene instalados 2 sistemas fijos de generación de espuma denominados SSI (Sub Surface Injection). La finalidad principal es inyectar espuma dentro de los tanques para extinguir el fuego en caso de incendios.

Los concentrados usados en el campo, son del tipo fluoroproteínico XLX3. La espuma se forma, al mezclar el concentrado con el agua y el aire en el formador de espuma.

##### 4.1 Equipos Instalados:

**Equipo # 1:** Protección a tanques de Proceso

T-1201 (5,000 Bls ) válvula # 1  
 T-1202 (2,000 Bls ) válvula # 2  
 Capacidad del Foam Maker: 250 gpm  
 Capacidad del Tanque : 350 Galones

**Equipo # 2:** Protección a tanques Diesel

T-1208 ( 500 Bls) válvula # 1  
 T-1209 ( 500 Bls) válvula # 2  
 T-1212 ( 500 Bls) válvula # 3  
 Capacidad del Foam Maker: 125 gpm  
 Capacidad del Tanque : 2x100 Galones



SSI – Patio de tanques de Proceso



SSI de los tanques Diesel

#### 4.2 Manifold de distribución de espuma a los Tanques:

Ubicado en la salida del formador de espuma, deriva la espuma hacia el tanque afectado mediante el uso de válvulas.



Accionamiento del SSI

#### 4.3 Instrucciones de Uso del SSI:

- Abrir la válvula del manifold correspondiente al tanque afectado. **Válvula Verde.**
- Abrir la válvula de ingreso de agua al formador de espuma. **Válvula Azul.**
- Abrir la válvula de ingreso del concentrado. **Válvula Blanca.**
- Verificar el funcionamiento de la bomba contra incendios.

### 5. SISTEMA DE DETECCION Y ALARMA ESD

El sistema de parada automática ESD de la planta de Dorissa, ha sido diseñado para detener la operación de la planta en caso de emergencia.

El sistema se accionará al romper la placa de vidrio que encapsula al botón pulsador.

Sólo debe de accionarse el sistema de parada de emergencia (ESD) por:

- Incendio y/o explosión en el patio de Tanques (T-1201 ó T-1202).
- En cualquier otra circunstancia, por ejemplo : Incendio y/o explosión en los separadores, tanques Diesel o tratadores de crudo, incendio en los generadores, o cualquier otro incidente que comprometa al proceso de la Planta, el accionar el ESD será decisión del Senior Foreman de Dorissa.

### 5.1 Ubicación de las Paradas de Emergencia:

En la planta de Dorissa, existen 5 paradas de emergencia ESD, las cuales están ubicadas en:

- Parada # 1 : Oficina del Sr. Foreman
- Parada # 2 : Frente al V-1202
- Parada # 3 : Frente al V-1210
- Parada # 4 : Frente a la Bomba P-1202
- Parada # 5 : Cuarto del Control-Generadores



### 6. EXTINTORES PORTATILES:



Son equipos diseñados para la extinción de fuegos incipientes. Los extintores del campo utilizan polvo químico seco como agente extintor.

Se utilizan básicamente para dos clases de fuego:

Clase B: Fuego de líquidos inflamables y Clase C: Fuego de materiales eléctricos

#### Extintores Portátiles:

Estos extintores tienen una capacidad de 30 lbs y un tiempo de descarga de 25 seg. Utilizan un cartucho de CO<sub>2</sub>, para la impulsión del polvo químico.

Dorissa, cuenta con 32 extintores portátiles (Planta, Campamento y Pozos).

#### Extintores Rodantes:

Estos extintores tienen una capacidad de 150 lbs y un tiempo de descarga de 55 seg. Están provistos de ruedas que les permite tener mayor capacidad de extinción.

La planta de Dorissa, cuenta con 3 extintores rodantes.



Extintores de PQS de 150 lbs y 30 lbs

**ANEXO N° 13**

**SISTEMA DE PROTECCION CONTRA INCENDIOS**

**BASADOS EN ESPUMAS**

## **SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO BASADOS EN ESPUMAS**

### **1. Agentes y Sistemas de Extinción de Espuma**

La espuma usada en la extinción de incendios es un agregado de espumas formados de una solución acuosa especialmente formulado con agentes proteicos, fluorprotéicos o sintéticos concentrados. El gas mas usado para la formación de espuma es el aire, pero en ciertas aplicaciones pueden usarse gases inertes.

Puesto que la espuma es mas ligera que la soluciones acuosas de las que se forma, y es mas ligera que los líquidos inflamables, flota sobre todos los líquidos combustibles o inflamables. Esto produce sofocamiento de aire, enfriamiento, una capa continua de vapor y una capa retardante que detiene o previene la combustión.

La espuma es producida por la mezcla del concentrado de espuma con agua a la apropiada concentración, luego aireando y agitando la solución se van formando las capas de burbujas resistentes al calor sobre la superficie del líquido que está ardiendo. Otras espumas son capaces de producir una capa de vapor de la solución líquida sobre la superficie del combustible.

Las espumas contra incendio son determinadas por su radio de expansión (el radio del volumen final de espuma por el volumen original de la solución antes de mezclarse con el aire).

Las espumas se subdividen en tres grupos: (1) espuma de baja expansión hasta 20:1, (2) mediana expansión de 20 hasta 200:1, y (3) espuma de alta expansión de 200 hasta 1000:1.

## 2. Usos y Limitaciones de las Espumas Contra Incendios

Las espumas de baja expansión son usadas principalmente para extinguir líquidos ardientes, derrames de líquidos combustibles o fuego en tanques por aplicación de una capa refrescante. Esta aplicación permite que el fuego sea extinguido progresivamente.

Una capa de espuma que cubre una superficie líquida del tanque puede prevenir la transmisión del vapor por un cierto tiempo, dependiendo de la estabilidad de la espuma y de la profundidad del derramamiento del combustible. La capa de espuma puede ser retirada después de un período de tiempo conveniente; a menudo no tiene ningún efecto perjudicial en el producto con el cual tiene contacto. La espuma puede ser usada para disminuir o detener la generación de vapores inflamables de los líquidos o sólidos.

Las espumas de mediana o alta extensión se puede utilizar para llenar recintos tales como sótanos o almacenes de buques donde es difícil de combatir el fuego, aquí la espuma detiene la convección del calor y no permite el acceso del aire para la combustión.

El contenido de agua también refresca y disminuye el oxígeno por la formación de vapor. Algunas espumas de alta expansión (con ratios de expansión entre 400 a 500:1) pueden ser usados para controlar los derrames de gas licuado y para ayudar a dispersar el vapor resultante.

Muchas espumas son generadas de las soluciones con muy baja tensión superficial y características de penetración. Las espumas de este tipo son usadas cuando el material combustible es de clase **B** (hidrocarburos). En tales casos la solución de agua escurrida moja y refresca a los sólidos combustibles.

El contenido de agua de la espuma se rompe y vaporiza por la acción del calor de las llamas, por lo tanto debe aplicarse a las superficies líquidas ardientes una suficiente cantidad de solución para compensar esta pérdida de agua y garantizar una capa de espuma remanente sobre el líquido extinguido para prever una reignición del fuego. La espuma es inestable y puede ser fácilmente desecha por la fuerza física o mecánica de la fuerza del caudal del agua en las tuberías. Cuando otros agentes son usados junto con la espuma puede ocurrir un rompimiento de las burbujas formadas. La turbulencia del aire o los gases de combustión pueden desviar la espuma de la superficie y/o área ardiente.

Las soluciones de la espuma son conductoras, por lo tanto no se recomienda el uso en fuegos de tipo C (equipos eléctricos). Si la espuma es usada, en spray es menos conductor de electricidad que un chorro de solución. Sin embargo, debido a que la espuma es cohesiva y contiene las sustancias que permiten al agua conducir la electricidad, el spray de la espuma es más conductora que el spray del agua.

Los requisitos para el diseño y métodos recomendados que se deben seguir para el uso de las espumas pueden ser encontrados en: NFPA 11, Estándar para Espumas de Baja Expansión y Sistemas de Agente Combinado, FPA 11A, Estándar para Sistemas de Espumas de Mediana y Alta Expansión, FPA 11C, Estándar para Aparatos Movibles de Espuma, FPA 16, Estándar para la Instalación de Sistemas de Rociadores Agua – Espuma y Rociadores Agua niebla – Espuma, y NFPA 403, Práctica Recomendada para Rescate Aéreo y Servicios de Lucha Contra incendios en Aeropuertos y Helipuertos.

La espuma es muy eficaz para los peligros del fuego cuando se siguen los siguientes criterios:

El líquido debe estar debajo de su punto de ebullición a condiciones ambiente de presión y temperatura. Se debe tener cuidado al aplicar la espuma a líquidos que tienen una temperatura mayor de 212°F(100°C) ya que la espuma forma una emulsión de vapor, aire y combustible. Esto puede producir un aumento del volumen de la espuma cuando ésta es aplicada a un tanque incendiándose, creando la posible formación de espuma peligrosa o slop over del líquido ardiente.

El combustible no debe ser dañado por la espuma usada, o la espuma no debe ser soluble en el combustible. El combustible no debe ser reactivo con el agua. El fuego debe ser en superficies horizontales. Los fuegos por fuga de combustible o fuegos con combustibles a presión no deben ser extinguidos por la espuma salvo que tenga un flash point relativamente alto y pueda ser extinguido por enfriamiento debido al agua de la espuma

### **3. Tipos de Espuma**

De los tipos de espuma disponibles, algunos son conocidos, los cuales son para aplicaciones específicas. Otros son convenientes para extinguir todos los tipos de líquidos inflamables, incluyendo líquidos destructivos solubles en agua y de la espuma. La descripción de los tipos comunes de espuma se pueden observar en la siguiente tabla:

**Tabla. Espumas Contra Incendio.**

Tipo	Compañía	Comercial	Efectivo para combustibles	Radio de Expansión Nominal	Recomendación de almacenaje	Subsuperficie	% aconsejable
Proteínica	Nat'I Foam Ansul Angus Rockwood Rockwood	Aero Foam  Nicerol Regular 6% Dbl-Strength-3%	Hidrocarburo	(7-10)-1	Acero Liviano	No	3% 6%
Fluoroproteínica	Nat'I Foam Ansul Angus Rockwood	XL-3 FP70 Fluoroproteína Super Pro	Hidrocarburo FP3	(7-10)-1	Acero Liviano	Si	3% 6%
Sintética	MSA Nat'I Foam Angus Rockwood Ansul	Synder Expandol Jet X Full EX	Hidrocarburo Class A	500-1 to 1500-1	Acero Liviano Plástico	No	1%-10%
AFFF	3M Nat'I Foam Ansul Angus Rockwood	Light Water Aero Water Ansul Light Tridol AFFF	Hidrocarburo	(7-10)-1	Acero Inoxidable o Fibra de vidrio	Si	1%-2%-3% 6%
AFFF/Fluoroproteínica (AFFF P)	Angus Nat'I Foam	Petroseal Aerofilm 3	Hidrocarburo	(7-10)-1	Acero Liviano	SI	3% o 6% 3%
Fluoroproteínica, solventes polares	Angus	Fluorofolidol	Hidrocarburo & solventes polares	(7-10)-1	Acero Liviano	SI	3% hidrocarburos 6% Solventes polares
AFFF/Resistente al Alcohol	3M Nat'I Foam Ansul MSA Angus Rockwood	ATC Universal ARC Polar Compuesto AFF Alcoseal Aqua Foam	Solventes polares & Hidrocarburo	(7-10)-1	Acero inoxidable Fibra de vidrio	SI	6% solventes polares 3% hidrocarburo

#### 4. Eligiendo el Sistema Apropriado de Espuma

Primero se debe determinar el tipo de líquido inflamable almacenado en el tanque. Generalmente se dividen estos líquidos en dos grupos básicos: Hidrocarburos y Solventes Polares.

El primero incluye a productos del petróleo tales como petróleo crudo, gasolina, combustible jet, fuel oil, etc., los cuales no son solubles en agua. El segundo grupo incluye alcoholes, Ketones, Esteres y otros líquidos solubles en agua.

Una vez que se determina el tipo de producto, el tipo de almacenaje debe ser considerado. Los líquido inflamables serán almacenados en tanques cuyo diseño varía dependiendo de las condiciones de almacenaje, características del líquido inflamable y otros factores. Los tanques comúnmente usados son los de techo cónico, techo flotante abierto, techo flotante cerrado y tanques horizontales.

#### 5. Clasificación de los Líquidos Inflamables

Según la NFPA, la clasificación es la siguiente:

- a. **Líquidos inflamables con flash point debajo de 100°F (38°C) y una presión de vapor que no excede los 40 lbs/in<sup>2</sup> absolute a 100°F.** Estos líquidos se subdividen en:

**Clase I**, incluyen aquellos que tienen flash point debajo de los 100°F y pueden subdividirse en los siguientes:

- ◆ **Clase IA**, que incluye aquellos con flash point debajo de 73°F y tienen un punto de ebullición debajo de 100°F. Para aplicar espuma estos requieren de especial consideración.
- ◆ **Clase IB**, incluyen aquellos con flash point debajo de 73°F y un punto de ebullición por encima de los 100°F.

- ◆ **Clase IC**, incluyen aquellos con flash point por encima de los 73°F y menores de 100°F.
- b. Los líquidos combustibles que tienen un flash point por encima de los 100°F** pueden subdividirse en los siguientes:
- ◆ **Clase II**, incluyen aquellos con flash point por encima de los 100°F y debajo de los 140°F.
  - ◆ **Clase IIA**, incluye aquellos con flash point por encima de los 140°F y debajo de los 200°F.
  - ◆ **Clase IIIB**, incluye aquellos con flash point por encima de los 200°F.

Al aplicar la espuma debe tenerse cuidado la alta viscosidad al ser calentado sobre los 200°F. Debe utilizarse un buen criterio para aplicar espuma a los tanques que contiene aceites calientes, líquidos y asfalto hirvientes los que están sobre el punto de ebullición del agua.

Aunque el contenido de agua de la espuma puede beneficiar al enfriar el combustible por el flujo lento, esto también puede causar una violenta formación de espuma o “slop over” en el contenido del tanque.

**ANEXO N° 14**

**PROTECCION DE LOS TANQUES CON TECHO FIJO**

**PARA EL ALMACENAMIENTO DE**

**HIDROCARBUROS**

## **PROTECCIÓN DE LOS TANQUES CON TECHO FIJO PARA EL ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

### **1. Tanques con Techo Fijo**

Este tanque está equipado con un techo cónico fijo, soldado con verticales de acero a las caras. De acuerdo a los Estándares API , en el diseño de estos tanques deben tener una unión débil en la unión con el techo. Ante una eventual explosión interna, el techo saldrá despedido dejando el casco intacto conservando el contenido. El fuego resultante involucrará a toda la superficie expuesta del producto.

Hay cuatro métodos aceptables para proteger un tanque con techo fijo:

1. El Método Subsuperficial.
2. El Método de Cámara de Espuma
3. El Método Torre Portátil de Espuma
4. El Método del Monitor y Pitón Portátil

### **2. Protección Contra Incendios**

Para construir y mantener un tanque de almacenamiento, el diseño debe ser compatible con los requerimientos de seguridad, operaciones y mantenimiento. A todo esto, es esencial la información sobre el diseño, planeamiento y espaciado, así como la protección contra incendios.

Un tanque incendiado presenta un alto riesgo para las instalaciones adyacentes, sin embargo, las estadísticas indican que los tanques de techo fijo con apropiadas aberturas y herméticos son relativamente seguros siempre y cuando se les proporcione un buen mantenimiento.

Los incendios adyacentes a un tanque pueden causar una explosión interna o ruptura, con pérdida del techo. Los fuegos que se originan en las aberturas del tanque no representan mayormente peligro.

La probabilidad de fuego se reduce si se adoptan los medios apropiados siguientes:

- ◆ Prevenir el acceso de personas no autorizadas.
- ◆ Prohibir el almacenamiento de otros materiales para el cual el tanque no fue diseñado, esto puede representar riesgo.
- ◆ Eliminando las fuentes de ignición.
- ◆ Evitar los riesgos de fuego del césped y maleza.
- ◆ Proveyendo de una adecuada ventilación y drenaje.
- ◆ Realizando sólo trabajos básicos de construcción y mantenimiento
- ◆ Publicando avisos de precauciones y detalles respecto a la acción en una emergencia.
- ◆ Asegurarse que el tanque está cercado por un dique adecuado para la cantidad de material almacenado.

Para determinar que tipo de equipo de extinción con espuma se requiere, los siguientes factores deben ser considerados:

- ◆ Para tanques de almacenamiento de líquidos con flash point mayor de 60°C (140°F) y a temperatura debajo del flash point, no se requiere protección.
- ◆ Para tanques que contienen líquidos con flash point menor que 60°C (140°F), deben ser provisto de un sistema de espuma.

Pueden usarse líneas de espuma separadas y/o conectadas con válvulas a las líneas que contienen producto, como un punto de inyección de espuma. El tipo de espuma a usarse va a depender del tipo de producto que almacene el tanque.



**Vista Panorámica de un Incendio en Tanques**

### **3. Hidrantes y Red Contra Incendio**

El sistema de agua contra incendio debe ser diseñado como un circuito cerrado que sea capaz de proporcionar al flujo de agua, una mínima caída de presión.

El diseño de la red contra incendio para un tanque será basado según el requerimiento máximo de agua para dar al tanque adyacente más enfriamiento.

El sistema de agua contra incendio será diseñado para proveer por lo menos una presión residual de 100 PSI cuando se usan los hidrantes.

Un número suficiente de válvulas deben ser colocados para que cualquier sección de la red contra incendio pueda ser sacado de servicio aún cuando se continúe proporcionando el agua.

El tamaño del hidrante depende de la bomba contra incendio y del número de mangas. Una salida de 4" proporcionará 500 gpm.

#### **4. Sistemas de Espumas**

Hay dos métodos aceptables para proteger los tanques con techo fijo: Cámara de espuma e Inyección bajo superficie.

##### **4.1 Método de Cámara de Espuma-**

Consiste en una o más cámaras instaladas en el casco del tanque, bajo la junta del techo. Se extiende una tubería hacia el tanque de almacén de espuma, instalado lejos del dique. Un deflector es colocado dentro del tanque para desviar la descarga contra el casco. Las espumas de proteína, Fluoroproteína o AFFF son adecuadas para el uso de la cámara de espuma. Este tipo de sistema es usado de preferencia en tanques de techo fijo con flotadores internos.

##### **4.2 Método de Inyección Bajo Superficie-**

Produce espuma en un foam maker con back pressure y la conducen a través de la tubería hasta el fondo del tanque. Esta tubería puede ser la línea del crudo u otra línea instalada específicamente para la inyección de espuma.

El concentrado de la espuma usado en este sistema puede ser de fluoroproteína ó AFFF.

#### **5. Consideraciones para el Diseño de Inyección Bajo Superficie:**

Para la operación del sistema de inyección, el suministro del líquido concentrado de espuma debe ser de 0.1 gpm/ft<sup>2</sup> de área en el tanque protegido mas protección suplementaria de mangas para extinguir pequeños incendios en los alrededores.

El tiempo de aplicación de la solución de espuma son las sgtes:

Tabla .1 — Tiempo de aplicación mínima para la inyección de espuma

Aceites lubricantes; Combustible Residual viscoso [mas de 50 grados Saybolt Furol ( $1.068 \times 10^{-4}$ m <sup>2</sup> /s) at 50°C (122°F)]; residuos de combustibles; etc., con flash points arriba de 93°C (200°F)	25 min
Kerosene, combustibles livianos, diesel, etc., con flash points de 37°C a 93°C (100°F to 200°F)	30 min
Gasolina, naphtha, benzol y líquidos similares con flash points menor 37°C (100°F)	55 min
Hidrocarburos	55 min

La siguiente tabla indica el mínimo número de mangas y tiempo mínimo de aplicación requeridas:

Tabla 2. — Mangueras y Tiempo de operación:

Diámetro del Tanque	Número mínimo de mangueras	Tiempo mínimo de operación
Menor a 10.7 m (35 ft)	1	10 min
10.7 m a 19.8 m (35 ft to 65 ft)	1	20 min
19.8 m a 29.0 m (65 ft to 95 ft)	2	20 min
29.0 m a 36.6 m (95 ft to 120 ft)	2	30 min
Sobre 36.6 m (120 ft)	3	30 min

Para propósitos de inyección subsuperficial se obtienen buenos resultados con 3% de líquido concentrado de espuma fluoroproteínica, la expansión estará en un rango de 2 a 4 con un tiempo de drenaje del 25% de 90 a 180 segundos.

Es indispensable que los puntos de salidas de la descarga de espuma sean instalados sobre el nivel máximo de BS&W.

El número de puntos de inyección se indican en la siguiente tabla:

Tabla 3. — Número mínimo de puntos de inyección

Diámetro del Tanque	Flash point menor a 22.8°C (73°F)	Flash point mayor a 22.8°C (73°F)
Hasta 24.4 m (80 ft)	1	1
Sobre 24.4 m a 36.6 m (80 ft a 120 ft)	2	1
Sobre 36.6 m a 42.7 m (120 ft a 140 ft)	3	2
Sobre 42.7 m a 48.8 m (140 ft a 160 ft)	4	2
Sobre 48.8 m a 54.9 m (160 ft a 180 ft)	5	2
Sobre 54.9 m a 61.0 m (180 ft a 200 ft)	6	3

Las pruebas demuestran que el pickup del hidrocarburo afecta la velocidad de descarga de la espuma. A mayor velocidad, mas es la cantidad de combustible atrapado en la espuma. La velocidad máxima para los fluidos con flash point debajo de 22.8°C (73°F) es de 3 m/s (10 ft/s) y 6 m/s (20 ft/s) para otros productos. Esta velocidad límite se aplica a los puntos donde la espuma ingresa al producto, y no necesariamente a la línea que conduce al tanque.

La presión de salida de descarga del formador de espuma es igual a la suma de la carga hidrostática del producto almacenado en el tanque y las pérdidas de fricción en la tubería entre la salida de descarga y el formador de espuma (foam maker) en la base del tanque. La presión total del sistema de descarga no debe exceder de los parámetros de diseño ( 40% de la presión de entrada del formador de espuma).

**Nota:**

Mientras que la mayoría de los foam maker expanden la solución de espuma de dos a cuatro veces, un gráfico de la expansión de cuatro debe usarse para determinar las pérdidas de fricción y velocidades.

El equilibrio y proporción de la presión y la proporción del diafragma son adecuados para el sistema de inyección bajo superficie.

Para extinguir el fuego en los tanques pueden usarse los monitores portátiles y mangas para espumas, las limitaciones las da la NFPA en el capítulo 11, Espumas de Baja Expansión, Sección 6. Estos dispositivos pueden ser usados para la protección de tanque primario de extinción de fuegos en los tanques grandes.

**ANEXO N° 15**

**PRUEBAS ANALITICAS PARA DETERMINAR  
LA EFICIENCIA DE LAS ESPUMAS**

## **PRUEBAS ANALITICAS PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA DE LAS ESPUMAS**

### **1. Introducción**

Debido al uso tan extendido de la espuma en la industria del petróleo, es de absoluta necesidad standarizar los procedimientos para los ensayos analíticos de las propiedades físicas de esta espuma que se encuentran íntimamente relacionados a su capacidad extintora.

Los valores numéricos que se obtengan por estas pruebas son características de cada tipo de espuma. Sólo con la descripción de los resultados obtenidos sobre bases estandarizadas será posible describir las condiciones óptimas de la espuma de acuerdo al uso que se le pretenda dar.

Estos procedimientos no se recomiendan para probar aquellas espumas mecánicas usadas para propósitos especiales, tales como espumas polares (especiales para alcoholes) y a temperaturas muy bajas. Para las espumas químicas y aguas livianas se usarán otros procedimientos.

Los equipos y pruebas seleccionados son los aprobados por los standares de la National Fire Protection Association (NFPA).

### **2. Toma de muestras**

El objeto de standarizar la toma de la muestra es obtener en todos los casos una espuma típica lista para su uso, o sea adecuada para ser aplicada a una superficie ardiendo bajo condiciones anticipadas de fuego. En razón de que las propiedades de la espuma son susceptibles a una fácil alteración por el uso de técnicas impropias, es muy importante que se siga el procedimiento siguiente:

El colector de muestra está diseñado para permitir una fácil y rápida recolección de espuma de baja densidad. Deberá usarse siempre que se desee recolectar una muestra, usando una línea de agua y un pitón de espuma. Para efectos de descarte rápido se usará el método que se describirá al final.

La plancha inclinada a  $45^\circ$  puede ser usada con chorro vertical cayendo de un aplicador elevado o con un chorro horizontal de espuma.

Los depósitos tienen 51mm. (2") de profundidad y 187mm. (7 3/8") de diámetro interior, lo que nos da una capacidad de 1400ml. Preferiblemente deberá ser con truida de plancha de aluminio de 1.6mm. (1/6"), en nuestro caso han sido contruidos con plancha de latón. En el fondo, cerca a la pared tiene instalado un drenaje de 6.4mm. (1/4") donde se le fija un tubo de goma con una llevecita o gancho a presión para control de salida del líquido.

Es importante colocar el colector a distancia similar a la que se usaría para apagar el fuego en una superficie ardiendo. Primero se apunta hacia un lado del colector, para que luego de unos segundos, cuando se ha normalizado la producción de espuma, dirigir el chorro sobre el centro de la plancha del colector.

Cuando en los recipientes se ha acumulado la suficiente cantidad de espuma, es decir están llenos, se empieza a contar el tiempo con los dos cronómetros tomando separadamente los dos recipientes (un cronómetro para c/ recipiente) con el fin de encontrar el 0 en tiempo para la prueba de drenaje que se describirá mas adelante.

Inmediatamente se dirigirá el chorro de espuma fuera del colector y los recipientes serán recogidos y la espuma que sobresalga del borde será eliminada con una regla u objeto plano con filos agudos. Después de haber secado exteriormente los recipientes las muestras están listas para el análisis.

Las muestras así obtenidas podrán ser sometidas a tres análisis:

- ◆ Expansión
- ◆ 25 por ciento del tiempo de drenaje
- ◆ Concentración de la solución

### 3. Procedimiento para determinar la expansión

El valor de la expansión se define como el rango final o máximo volumen alcanzado por la espuma en relación al volumen original de solución de extracto y agua, antes de adicionarle aire. Es valor numérico recíproco a la gravedad específica de la espuma.

#### 3.1 Equipos Requeridos

- ◆ 2 recipientes de 1400 mililitros (del equipo colector de muestra)
- ◆ 1 pantalla o plancha colectora (del equipo colector de muestra)
- ◆ 1 balanza con capacidad mínima de 2610 grms.

#### 3.2 Procedimiento

Antes de proceder a tomar la muestra con el colector, los recipientes vacíos secos y armados con el tubo de goma y llavecita de control deberán pesarse para obtener la tara. Es preferible que ambos recipientes tengan igual peso para eliminar las posibilidades de error en la manipulación o en su defecto identificarlos claramente para diferenciarlos. Cada recipiente será pesado por separado, lo más exactamente posible, calculándose la expansión por la fórmula siguiente:

$$\text{Expansión} = \frac{1400}{\text{peso total del recipiente} - \text{tara}} \quad \text{(toda la cantidad será expresada en grms.)}$$

#### **4. Determinación del 25% del tiempo de drenaje**

Se llama rango de drenaje al tiempo en la que la fase líquida se desprende de la fase espumosa y es la indicación específica del grado de retención de agua y de la fluidez de la espuma. Se usa un valor único para expresar los rangos relativos de drenaje de las diferentes clases de espumas y es el “25% del tiempo de drenaje” que es el tiempo en minutos que demora en drenar el 25% de la solución total contenida en el depósito del colector de muestra.

##### **4.1. Equipos Requeridos**

- ◆ 2 Cronómetros
- ◆ 1 mesa para depósitos del colector de muestras
- ◆ 1 probeta graduada de plástico de 100 ml. de capacidad.

##### **4.2. Procedimiento**

Esta prueba se lleva a cabo con la misma muestra tomada para la prueba de expansión.

Se divide el peso neto (peso de espuma – tara) de la muestra tomada en el recipiente colector entre 4, lo que nos dará el 25% en volumen expresado en mililitros, de la solución contenida en la espuma.

Para encontrar el tiempo en que este volumen drene, el recipiente colector se coloca en la mesa para este propósito, con el fin de que la solución en el fondo drene por el orificio de salida hacia la probeta graduada.

El intervalo de tiempo en que la solución acumulada drene, depende de la expansión de la espuma. Para espuma de expansión de 4 a 10 se usará 30 seg.

como constante. Para espumas de expansión mayor de 10 se usarán intervalos de 2 minutos debido a que el drenaje es mas lento en las espumas de este tipo.

De esta manera se obtiene la relación volumen a tiempo-drenaje después de haber excedido el 25% en volumen; el 25% del tiempo de drenaje es interpolado de los tiempos encontrados de drenaje.

Ejemplo:

El peso neto de la muestra de espuma que se ha encontrado es de 180 grms.

$$\text{Expansión} = 1400/180 = 7.8$$

$$25\% \text{ vol} = 180/4 = 45 \text{ ml.}$$

Suponiendo que los tiempos y volúmenes encontrados han sido los siguientes:

Tiempo/minutos	Volumen de solución drenada/mililitro
0	0
0.5	10
1.0	20
1.5	30
2.0	40
2.5	50

Se observa que el 25% en volumen se encuentra entre 2.0 y 2.5 minutos del tiempo tomado. El incremento apropiado para el valor de 2.0 se determina por la interpolación de datos.

$$\frac{45\text{ml (25\% en vol.)} - 40\text{ml (correspondiente a 2.0)}}{50\text{ml (25\% en vol.)} - 40\text{ml (correspondiente a 2.0)}} = \frac{5}{10} = \frac{1}{2}$$

### **Notas Importantes**

Se debe procurar que las pruebas antes referidas se realicen con agua cuya temperatura se encuentre entre 60° y 80° F (15.6 a 26.7 °C).

Las temperaturas del agua, aire y espuma debería anotarse conjuntamente con los resultados de las pruebas.

El agua a menor temperatura de la indicada tiende a deprimir los valores de expansión e incrementar los valores en tiempo de drenaje.

En el manejo de las espumas de drenaje rápido se debe recordar que estas pierden su solución rápidamente, así es que la determinación de la expansión deberá realizarse en forma rápida para no perder el 25% del volumen de drenaje.

El cronómetro deberá ser puesto en marcha al momento que el depósito del colector se ha llenado y continuar corriendo durante el tiempo en que la muestra es pesada. Se recomienda realizar primero la escala de tiempo-drenaje antes que la prueba de expansión.

### **5. Determinación de la Concentración de la Solución:**

Esta prueba determina la concentración del estabilizador de la espuma en el agua que se usa para la generación de espuma, siendo útil también para comprobar la calibración del sistema o equipo proporcionador. Si la concentración de extracto estuviera fuera de límites, esto influenciaría directamente en que los valores de expansión y tiempo de drenaje sean anormales.

Esta prueba se basa en el cambio del índice de refracción de la solución que contenga diferente concentración a la establecida en la mezcla y será medido por medio de un refractómetro.

### 5.1 Equipo Requerido

- ◆ Tres probetas graduadas de 100 ml.
- ◆ Pipeta de 10 ml.
- ◆ Tres vasos graduados de 100 ml.
- ◆ Un vaso de 500 ml.
- ◆ Un refractómetro (Hand Juice) Rango: 0 a 25% con contenido de azúcares de índice de refracción desde 1.3330 hasta 1.3723

### 5.2 Procedimiento

El primer paso es preparar la curva de calibración para el uso indicado (Ver fig #1). Esto es necesario debido a que la fuente de agua y la cantidad de concentrado que recibe puede afectar los resultados. Si el extracto que se va a probar es al 6%, se preparan soluciones standard al 3%, 6% y 9% hechas con la misma agua y extracto a la que se va a probar.

Esto se realiza poniendo con la pipeta 3, 6 y 9 ml. de concentrado dentro de los 3 vasos graduados de 100 ml. y luego se enrasan a 100 con el agua de la misma fuente que la mezcla en prueba.

Si se estuviera probando extractos al 3%, las soluciones estandarizadas serán de 1.5%, 3% y 4.5%, usando el mismo procedimiento anterior.

Después de mezclar concienzudamente, se hace una lectura en el refractómetro de cada una de las mezclas preparadas. Se hace una representación gráfica de las lecturas en papel milimétrico, contra una solución de extracto de

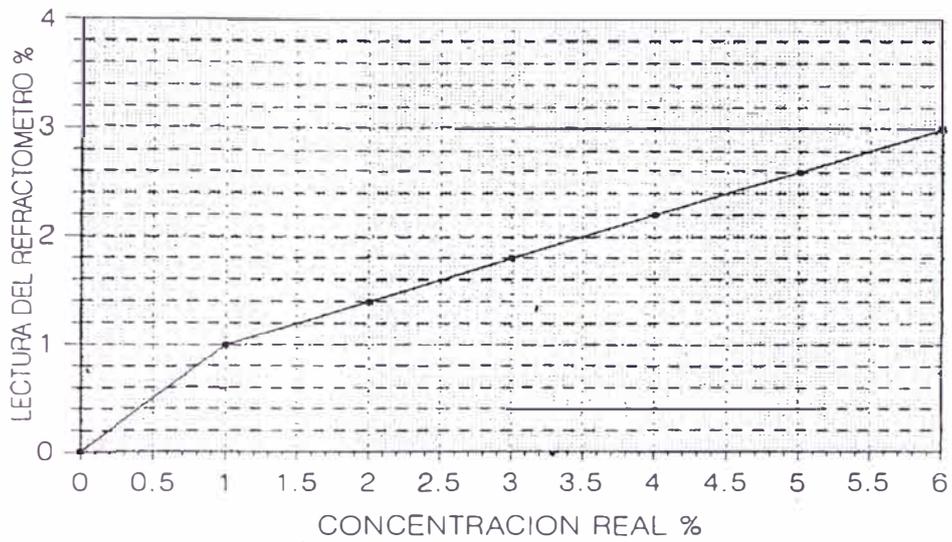
concentración conocida, sirviendo de curva de calibración para toda la serie de pruebas.

Se toma una porción de la solución drenada durante las pruebas anteriores usándose como muestra para la lectura en el refractómetro. Esta lectura se refiere a la curva de calibración para toda la serie de pruebas.

**Nota.-** La operación de lectura en el refractómetro de la calibración y la prueba deberá hacerse a la misma temperatura ambiente. Las muestras tomadas para este análisis debe ser guardada en un frasco muy bien tapado y analizarla lo mas pronto posible (dentro de las 6 hrs siguientes).

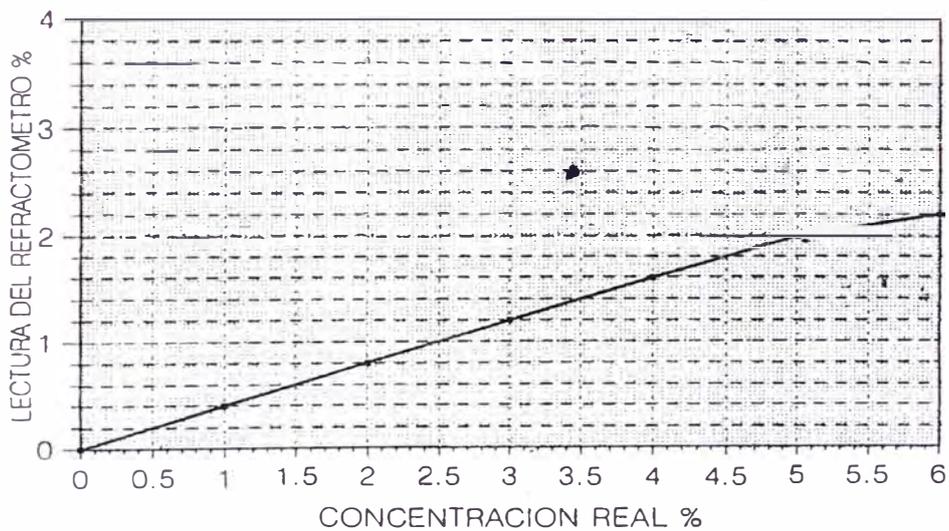
Fig # 1

CURVA DE CALIBRACION  
XLX3



REFRACTOMETRO UTILIZADO : ATAGO N1

CURVA DE CALIBRACION  
AFFF



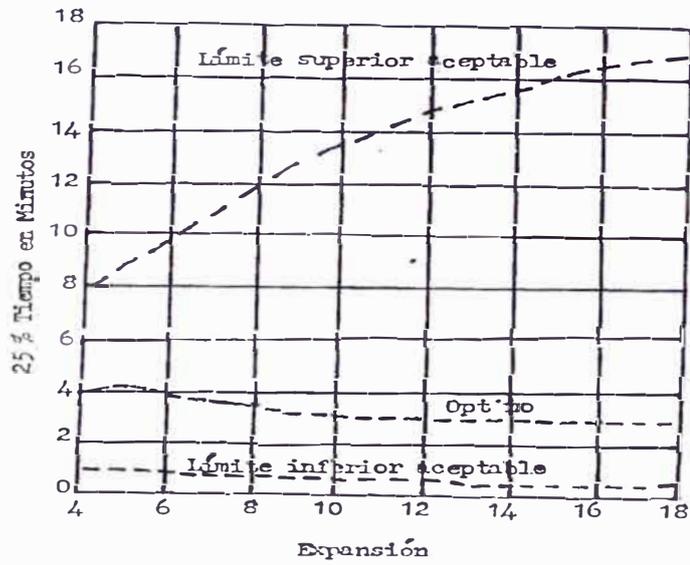
REFRACTOMETRO UTILIZADO : ATAGO N1



OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION OF PERU

SUCURSAL DEL PERU

CORONEL PORTILLO 371 - TELF. 2486 - 2711  
 IQUITOS - PERU



MAILING ADDRESS:  
 CASILLA 602 - IQUITOS

TELEFONOS 234281 - 235751 - 233841  
 TELEX 47032 OXY PERU

## 6. Interpretación de Resultados

Cuando la intención de realizar estas pruebas es la de comprobar la eficiencia en la operación de los proporcionadores y el estado del extracto o el de su mezcla en agua, solo es necesario comparar los resultados con los dados por los fabricantes, los que serán consultados de presentarse variantes apreciables.

Con la experiencia en la realización de las pruebas, veremos que existen espumas con muy variadas propiedades físicas. No solamente la expansión variará desde 3 a 20 sino que al mismo tiempo el 25% del tiempo de drenaje podrá variar de algunos segundos a varias horas. Debido a esto, la apariencia de la espuma puede variar desde la consistencia acuosa hasta la crema batida persistente, observándose que en el primer caso la solución de espuma variará rápidamente mientras que en el segundo el drenaje será muy lento.

No es posible tener una espuma que sea fluida que corra rápidamente y que al mismo tiempo sea capaz de permanecer largo tiempo en su fase espumosa. Desde el punto de vista de la formación rápida de una capa de espuma coherente en lugar de que fluya rápidamente sobre la superficie incendiada, es preferible una espuma fluida, sin embargo, las espumas de este tipo pierden rápidamente su agua, lo que le da menos resistencia a la reinflamación, acortando su efectividad de sellado de la superficie incendiada.

Por otro lado, las espumas que retienen demasiado tiempo su agua no se distribuyen rápidamente sobre la superficie incendiada. Luego un buen conocimiento de esto nos muestra que ambas propiedades opuestas no son convenientes, debiendo evitarse extremos y obteniendo unas propiedades un rango bajo de aplicación y con menor cantidad de agua. Estas características nos serán dadas a conocer a través de las pruebas antedichas.

**ANEXO N° 16**  
**DESCRIPCION DE LA RED DE AGUA**  
**CONTRAINCENDIOS DE**  
**CAPAHUARI SUR**

## **DESCRIPCION DE LA RED DE AGUA CONTRA INCENDIOS DE CAPAHUARI SUR**

### **1. Componentes**

El sistema de agua contra incendio de la planta de Capahuari sur, está compuesto por:

- ◆ Una fuente de suministro de agua.
- ◆ Un tanque de almacenamiento de 2000 barriles.
- ◆ Bombas contra incendio
- ◆ Una red hidráulica enterrada que varía de 6" a 8" y un grupo de elementos fijos conectados a ella (Válvulas Divisionarias, Hidrantes, Monitores, Monitores-Hidrantes).

### **2. Fuente de Suministro**

El sistema contra incendio es alimentado por una bomba que succiona agua desde una quebrada ubicada a 2000 mts del tanque en la zona denominada SHAN-GRI-LA, utilizando una tubería de 3".

### **3. Tanque de Agua**

Contiene agua de reserva a utilizar, está codificado con un número que lo identifica.

Datos del tanque:

Dimensiones: 16' x 30'd

Capacidad: 2000 Barriles

En condiciones normales el tanque está lleno, si el nivel de agua llegase a la mitad, automáticamente arranca la bomba de la fuente de suministro, recargando el tanque.



**Tanque de Agua Contra Incendio 2000 Barriles**

#### **4. Bombas Contra incendio**

##### **4.1 Bomba Jockey:**

Esta bomba mantiene una presión constante de 150 PSI en la red contra incendio.

Datos de la bomba Jockey:

Marca : Dean Pump

Modelo : PH-231

Tipo : Centrífuga – Eléctrica 25 HP



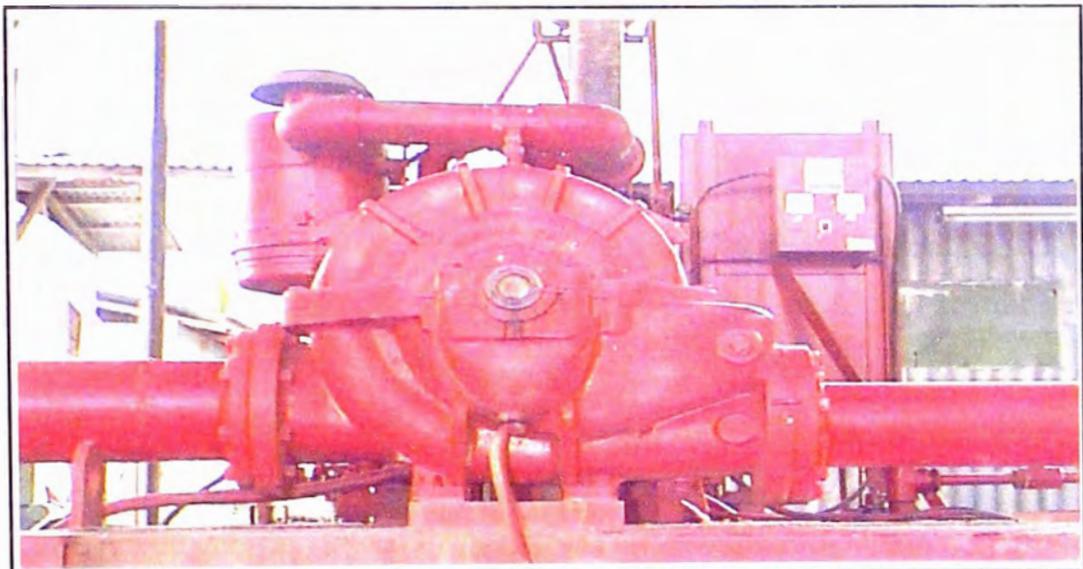
**Sistema de Bombas Contra Incendio**

#### 4.2 Bomba Principal:

Esta bomba entrega un caudal nominal de 1400 gpm @ 100 psi a la red hidráulica. Opera automáticamente, utilizando un interruptor de presión del tablero de mando cuando la presión de agua en la red llega a 85 psi.

##### Datos de la Bomba Principal:

Marca	:	Aurora Pumps
Modelo	:	421-BF 1750 rpm
Tipo	:	Centrífuga eje horizontal
Motor	:	Caterpillar 3306/230 hp



**Bomba Principal**

#### 5. Sistema de Control

El panel de control ha sido programado para que arranque el motor de la bomba principal en forma automática, utilizando la presión de la red. Si la presión baja a 95 psi, arranca la bomba Jockey, si luego de esto la presión sigue disminuyendo a 85 psi, arranca la bomba principal.

Este panel trabaja como indicador de falla de:

- ◆ Presión de aceite en el motor
- ◆ Temperatura de agua de refrigeración del motor
- ◆ Nivel de agua del radiador
- ◆ Nivel de carga de las baterías
- ◆ Sobrevelocidad (Overspeed)

El tablero de control sólo detendrá automáticamente el motor de la bomba principal en caso de overspeed.

## **6. Sistema de Espuma**

La planta de Capahuari Sur tiene instalados dos sistemas fijos de generación de espuma denominados SSI (Sub Surface Injection). La finalidad principal es inyectar espuma dentro de los tanques para extinguir el fuego en caso de incendios.

Los concentrados usados en el campo, son del tipo fluoroproteínico XLX3. La espuma se forma al mezclar el concentrado con el agua y el aire en el formador de espuma.

**ANEXO N° 17**

**PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACION DE  
EQUIPOS DE INYECCION DE  
ESPUMA BAJO SUPERFICIE**

## PROCEDIMIENTO PARA OPERACION DE EQUIPOS DE INYECCION DE ESPUMA BAJO SUPERFICIE

### 1. OBJETIVO

Lograr la correcta operación de equipos de inyección de espuma bajo superficie con la máxima eficiencia de tal manera que el tiempo empleado sea el óptimo y se pueda controlar las emergencias con mayor rapidez.

### 2. RESPONSABILIDADES.-

Es responsabilidad de todo el personal, conocer y cumplir el presente procedimiento dentro de su respectiva área de responsabilidad.

### 3. PROCEDIMIENTO.-

Determinar el tanque en emergencia, tomar referencia de la información de las señales de numeración que están en los manifolds de distribución.(ver foto #1)



Foto#1 .-Manifolds con identificación de cada tanque.

Abrir la válvula de color verde que permite dirigir el flujo de espuma hacia el tanque en emergencia (en el manifold de descarga del SSI).

Abrir la válvula de color azul, que permite el ingreso de agua al sistema.

Abrir la válvula de color blanco, que permite el ingreso del concentrado de espuma. El tiempo mínimo de inyección de espuma al tanque en emergencia es de 55 minutos.



En el supuesto de que el concentrado que esta en los tanques se termine, es posible abrir la segunda válvula blanca de la línea auxiliar para succionar concentrado de espuma directamente desde un cilindro de 55 galones.

Cerrar la primera válvula blanca que se operó.

Verificar que la bomba contraincendios se encuentre trabajando en todo momento.

**ANEXO N° 18**

**PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO**

**PERIODICO Y PRUEBA DE LOS**

**EQUIPOS DE INYECCION DE**

**ESPUMA BAJO SUPERFICIE**

## **PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO PERIODICO Y PRUEBA DE EQUIPOS SSI**

### **1. Objetivo**

Mantener operativos los equipos de inyección bajo superficie instalados.

La eficiencia para cumplir los objetivos deseados en una prueba del SSI, se basa en la responsabilidad del operador que realiza dicho trabajo.

### **2. Responsabilidades**

Es responsabilidad de los Especialistas y Técnicos de Seguridad Industrial, hacer cumplir el presente procedimiento dentro de su respectiva área de responsabilidad.

### **3. Consideraciones Previas**

- ◆ Materiales e instrumentos
- ◆ Un refractómetro (Hand Juice) Rango: 0 a 25%
- ◆ Vaso de 500 ml.
- ◆ Probeta graduada de 100 ml.
- ◆ Jabón.
- ◆ Escobilla.
- ◆ Un regulador de flujo de 2½” y de longitud no menor a 12”
- ◆ Una boquilla cónica de 2½”, por salida calibrada a 1½”
- ◆ Una boquilla cónica de 2½”, por salida calibrada a 2”
- ◆ Una tapa de hidrante con manómetro de 0-200 psi (aceite) y con válvula de purga.
- ◆ Un tubo pitot con manómetro de aceite de 2-200 psi.
- ◆ Radios de mano.
- ◆ Libreta de notas.
- ◆ Llaves de tubo (stilson).
- ◆ Llaves americanas (crescent).
- ◆ Llave de mangas (huaripana)

#### 4. Consideraciones de Seguridad.

- Solo personal calificado debe hacer la prueba de flujo, ya que pueden producir daños a las personas cuando la prueba se realiza en forma inapropiada:
- Boquillas mal ajustadas pueden soltarse y dañar a las personas.
- Puede producirse corto circuitos en los equipos de alto voltaje con riesgo para el personal.
- Las operaciones de cierre rápido en válvulas pueden generar ariete hidráulico y romper tuberías.

#### 5. Procedimiento

Inspección visual y limpieza del equipo, lo cual se realiza mensualmente (del 20 al 30 de cada mes).

Test de equipo y prueba refractométrica, que se realiza dos veces al año (enero-abril y julio-setiembre) y consta de:

- Realizar el test del equipo y la prueba refractométrica de espuma. Para esto se toma una muestra de la espuma formada directamente de la línea de ingreso al tanque protegido. (ver fotos # 1, 2 y 3).
- Desarmar y limpiar los jets de dosificación y formación de espuma.
- Inspección y mantenimiento general, que se lleva a cabo anualmente y comprende:
  - Realizar la Prueba del equipo.
  - Vaciado del concentrado
  - Limpieza interior de partes y piezas del equipo.
  - Verificación interna de tanques y accesorios.
  - Verificación del estado de jets de dosificación y formación de espuma.
  - Armado del equipo y llenado de espuma.
  - Probar el equipo.
  - Pintado general.



**Foto # 1.- Formación de la Espuma**



**Foto # 2.-Vista de la salida de espuma para la prueba refractométrica**



**Foto # 3.-Salida de la espuma para la toma de muestra.**

**ANEXO N° 19**

**PROCEDIMIENTO PARA EL CAMBIO**

**DE CONCENTRADO DE ESPUMA**

**EN LOS EQUIPOS DE INYECCION BAJO**

**SUPERFICIE**

## **CAMBIO DE CONCENTRADO DE SSI**

### **1. OBJETIVOS.-**

Reemplazar el concentrado degradado instalado en los tanques del sistema SSI por concentrado nuevo con el fin de mantener un buen performance de la espuma inyectada a los tanques de almacenamiento de hidrocarburo para el control de incendios en las plantas de producción del bloque 1-AB.

Este procedimiento esta en concordancia con el Standard NFPA 11

### **2. RESPONSABILIDADES.-**

Es responsabilidad de los Especialistas y Técnicos de Seguridad Industrial, hacer cumplir el presente procedimiento dentro de su respectiva área de responsabilidad.

### **3. CONDICIONES PREVIAS DE SEGURIDAD.-**

El personal encargado del reemplazo deberá llevar puestos sus implementos de seguridad tales como cascos, zapatos o botas de seguridad, lentes protectores, guantes y overall.

### **4. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS REQUERIDOS.-**

- Llaves stillson
- Llaves americanas
- Llaves mixtas
- Cilindros limpios de PVC de 55 galones
- Bomba manual de transferencia de química
- Mangueras de 2"

## 5. PROCEDIMIENTO.-

- Retire el tapón en la línea de drenaje del tanque de concentrado.
- Conecte manguera de 2" en la línea de drenaje e instale el extremo opuesto en el cilindro plástico vacío.
- Abra la válvula de drenaje y trasvase el concentrado deteriorado hacia los cilindros de plástico.
- Retire la tapa superior del tanque de concentrado y enjuague con agua el interior del mismo.
- Limpie la superficie de contacto del empaque en la brida y tapa superior del tanque de concentrado.
- Cierre la válvula de drenaje y retire la manguera instalada.
- Retire la tubería de ingreso de concentrado hacia el formador de espuma; limpie los sedimentos que existan e inspeccione el estado de la tubería y accesorios. Reemplace las partes deterioradas e instálelo nuevamente.
- Utilizando la bomba manual de transferencia, transvase el concentrado nuevo hacia el tanque.
- Llene hasta alcanzar un nivel cercano a la costura de soldadura del toroférico superior.
- Instale la tapa superior del tanque de concentrado.
- Verifique que la línea de venteo no este obstruida.

- Instale los sellos de plomo correspondientes.
- Lave la superficie exterior del tanque de concentrado.
- Llenar en el libro de registro toda observación y la cantidad empleada de concentrado a si mismo como la tabla de control que para este fin la persona encargada del trabajo llevara consigo.
- Precauciones a tomar: se deberá evitar el contacto del concentrado con los ojos, en caso de contacto lávese los ojos inmediatamente con abundante agua durante 10 minutos.

