

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“ESTUDIO DE RIESGOS DE LA UNIDAD DE
DESTILACIÓN PRIMARIA DE UNA PLANTA
DE FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDO DE
GAS NATURAL”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERA
QUÍMICA**

AUTORA: SILVA GUILLÉN DEYCI MARÍA

Callao, Noviembre, 2013

PERÚ

**LIBRO 2 FOLIO No.61 ACTA N° 244 DE SUSTENTACION DE TESIS SIN
CICLO DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO QUÍMICO**

El día Veintitrés del mes de Julio del año Dos Mil Catorce, siendo las.....
horas, se reunió el JURADO DE SUSTENTACION DE TESIS de la Facultad de
Ingeniería Química, conformado por los siguientes docentes ordinarios de la Universidad
Nacional del Callao:

- Mg. JUAN TAUMATURGO MEDINA COLLANA : Presidente
- Ing. RICARDO RODRÍGUEZ VILCHEZ : Secretario
- Ing. ROBERTO LAZO CAMPOSANO : Vocal
- Ing. ALBERTINA DÍAZ GUTIÉRREZ : Asesor

con el fin de dar inicio al acto de sustentación de tesis de la Señorita Bachiller SILVA
GUILLEN DEYCI MARIA, quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título
Profesional de Ingeniero Químico, sustenta la tesis titulada "ESTUDIO DE RIESGOS DE
LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA DE UNA PLANTA DE
FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDO DE GAS NATURAL".

Con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la exposición de conformidad con lo
establecido por el Reglamento de Grados y Títulos vigente. Luego de la absolución de las
preguntas formuladas por el Jurado y efectuadas las deliberaciones pertinentes, se acordó: Dar
por ACORDADO..... con el calificativo..... BUENO..... a la expositora
Señorita Bachiller SILVA GUILLEN DEYCI MARIA.

Se dio por cerrada la Sesión a las 13:10..... horas del día Veintitrés del mes y
año en curso.


.....
Ing. JUAN TAUMATURGO MEDINA
COLLANA
Presidente


.....
Ing. RICARDO RODRIGUEZ VILCHEZ
Secretario


.....
Ing. ROBERTO LAZO CAMPOSANO
Vocal


.....
Ing. ALBERTINA DIAZ GUTIERREZ
Asesora

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA

Recomendaciones de los Señores Miembros del Jurado de Sustentación al sustentante, para que realice las correcciones de la tesis antes de su aprobación.

TESISTA : Bachiller SILVA GUILLEN DEYCI MARIA

TITULO DE LA TESIS: "ESTUDIO DE RIESGOS DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA DE UNA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDO DE GAS NATURAL".

I. - PRESIDENTE:


.....
.....
.....

II. - SECRETARIA:


.....
.....
.....

III. - VOCAL:

.....
.....
.....


.....
Ing. JUAN TAUMATURGO MEDINA
COLLANA
Presidente


.....
Ing. RICARDO RODRIGUEZ VILCHEZ
Secretario


.....
Ing. ROBERTO LAZO CAMPOSANO
Vocal

Bellavista, 23 de Julio de 2014.
Pily c.

Dedicatoria:

Con mucho cariño para mi madre quien siempre me apoyo y para mi abuelo Exaltación quien confío en mi hasta en sus últimos momentos de vida.

INDICE

RESUMEN.....	13
ABSTRACT.....	14

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 El Problema.....	15
1.2 Formulación del problema.....	15
1.3 Justificación.....	16
1.4 Objetivos.....	17
1.5 Limitaciones y Facilidades.....	18

CAPITULO II

FUNDAMENTOS DE RIESGOS EN PLANTAS DE HIDROCARBURO

2.1 Gas Natural.....	21
2.1.1 Origen del Gas Natural.....	21
2.1.2 Industria del Gas Natural.....	23
2.2 Planta de fraccionamiento de Líquido de Gas Natural.....	30
2.2.1 Descripción de las instalaciones de la Planta de fraccionamiento de Líquido de Gas Natural.....	30
2.2.2 Descripción del proceso de la Planta de fraccionamiento de Líquido de Gas Natural.....	45
2.3 Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de Líquido de gas natural.....	72

2.3.1	Descripción de las instalaciones de la Unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.....	72
2.3.2	Descripción del proceso de la Unidad de destilación primaria de una Planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.....	85
2.3.3	Características de los fluidos.....	89
2.3.4	Protecciones Físicas y dispositivos de Seguridad.....	92
2.3.5	Tipo, cantidad y ubicación del equipamiento de detección, alarma y Control de emergencias.	95
2.3.6	Tiempo y capacidad de respuesta del propio establecimiento.....	116
2.3.7	Tiempo y capacidad de respuesta y accesibilidad de apoyo externo como las unidades de bomberos voluntarios del Perú.....	116

CAPITULO III

NORMATIVA DE GESTIÓN DE RIESGOS EN EL PERÚ.....	117
---	-----

CAPITULO IV

ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIEGOS EN PROCESOS QUÍMICOS

4.1	Definiciones de Estudio de Riesgo.....	121
4.2	Alcances de Osinergmin en la supervisión de la gestión de riesgos.....	124
4.3	Guía sobre el Contenido de un Estudio de Riesgos.....	129
4.4	Análisis Cuantitativo de Riesgos en Procesos Químicos.....	129
4.5	Pasos del Análisis de Cuantitativo de riesgos en Procesos Químicos.....	132
4.6	Análisis del riesgo.....	133
4.7	Evaluación (valoración) del riesgo.....	133

4.8	Administración de riesgos.....	134
-----	--------------------------------	-----

CAPITULO V

VARIABLES E HIPOTESIS

5.1	Variables de la investigación.....	136
5.2	Operacionalización de las variables.....	136
5.3	Hipótesis.....	138

CAPITULO VI

METODOLOGÍA A UTILIZAR PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO DE RIESGO

6.1	Identificación de los riesgos posibles.....	140
6.2	Evaluación de la Probabilidades.....	140
6.3	Definición de eventos de riesgo probables.....	157
6.4	Análisis de Consecuencias.....	158
6.5	Clasificación de riesgos.....	167
6.6	Mitigación de Riesgos.....	178

CAPITULO VII

DETERMINACIÓN DE LOS POSIBLES ESCENARIOS DE RIESGOS INCLUYENDO AGENTES EXTERNOS

7.1	Escenarios de riesgo.....	179
7.2	Riesgos de la Instalación.....	180

7.3	Riesgos por agentes externos.....	184
7.4	Riesgos del entorno humano (vida y salud).....	193
7.5	Entorno socioeconómico (infraestructura y medios).....	194
7.6	Entorno Natural (ambiente).....	195

CAPITULO VIII

PROBABILIDAD Y FRECUENCIA DE LOS INCIDENTES

8.1	Árbol de fallas.....	198
8.2	Árbol de eventos.....	209
8.3	Escenarios probables de riesgo.....	213

CAPITULO IX

ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

9.1	Escenario N°1.....	214
9.2	Escenario N°2.....	222
9.3	Escenario N°3.....	225

CAPITULO X

CALIFICACIÓN DE RIEGOS Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS

10.1	Matriz de riesgo.....	233
------	-----------------------	-----

CAPITULO XI

	ACCIONES DE MITIGACIÓN PARA LOS CASOS DE ALTA POSIBILIDAD DE OCURRENCIA.....	239
--	--	-----

CAPITULO XII

RESULTADOS

Resultados..... 240

CAPITULO XIII

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

a) Contrastación de Hipótesis con los resultados..... 242

CAPITULO XIV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

13.1 Conclusiones..... 244

13.1 Recomendaciones..... 244

CAPITULO XV

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 246

ANEXOS..... 249

INDICE DE TABLAS

N°2.1 Componentes del Gas Natural.....	21
N°2.2 Equipos de la unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.....	72
N°2.3 Especificación del propano/butano producto.....	89
N°2.4 Especificación de la nafta producto.....	89
N°2.5 Especificación del diesel producto.....	91
N°2.6 Especificación del MDBS.....	91
N°2.7 Protecciones físicas de la unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.....	92
N°2.8 Protecciones de diseño.....	93
N°2.9 Dispositivos de seguridad.....	94
N°2.10 Tiempo y capacidad de respuesta de emergencias.....	116
N°2.11 Tiempo y capacidad de respuesta de emergencias.....	116
N°6.1 Frecuencia de fallas y eventos bases.....	144
N°6.2 Frecuencia de fallas genéricas sugeridas en equipos.....	145
N°6.3 Simbología.....	149
N°6.4 Probabilidad de ignición directa para instalaciones estacionarias.....	155
N°6.5 Probabilidad de ignición para un intervalo de un minuto para un número de fuentes	155

N°6.6 Recalculo de las probabilidades de ignición para equipos con proporciones mayores de C2+.....	156
N°6.7 Recalculo de las probabilidades de ignición para los líquidos.....	157
N°6.8 Daños por radiación térmica.....	159
N°6.9 Consecuencias de eventos de explosiones.....	160
N°6.10 Índice de la severidad.....	169
N°6.11 Equivalencia de frecuencias cualitativa y cuantitativa.....	172
N°6.12 Índice de la probabilidad.....	172
N°6.13 Clasificación del riesgo.....	177
N°6.14 Magnitud del riesgo.....	177
N°7.1 Riesgos del entorno humano.....	193
N°7.2 Riesgos del entorno socioeconómico.....	194
N°7.3 Riesgos del entorno natural.....	195
N°8.1 eventos iniciales en la unidad de destilación primaria.....	197
N°8.2 Frecuencia de los eventos iniciales en la unidad de destilación primaria.....	207
N°8.3 Eventos iniciales de mayor frecuencia.....	208
N°8.4 Resumen de las frecuencias de los eventos finales de cada escenario inicial.....	212
N°8.5 Eventos de mayor probabilidad.....	213
N°9.1 Flujo de descarga para el escenario N°1.....	215
N°9.2 Distancia horizontal para el escenario n°1.....	216
N°9.3 Tiempo de propagación del charco para el escenario N°1.....	218
N°9.4 Datos para un incendio tipo pool fire para el escenario N°1.....	219

Nº9.5 Radiación térmica para un incendio tipo pool fire para el escenario N°1.....	219
Nº9.6 Probabilidad de muertes para un incendio tipo pool fire -escenario N°1.....	220
Nº9.7 Efectos socioeconómicos para el escenario N°1.....	221
Nº9.8 Datos de incendio tipo pool fire para el escenario N°2.....	222
Nº9.9 Radiación térmica del fuego tipo pool fire para el escenario N°2.....	223
Nº9.10 Efectos de la radiación térmica para el escenario N°2.....	224
Nº9.11 Efectos económicos para el escenario N°2.....	225
Nº9.12 Flujo de descarga para el escenario N°3.....	226
Nº9.13 Distancia horizontal para el escenario N°3.....	227
Nº9.14 Tiempo de propagación del charco para el escenario N°3.....	229
Nº9.15 Datos de incendio tipo pool fire para el escenario N°3.....	230
Nº9.16 Radiación térmica para un incendio tipo pool fire para el escenario N°3...	230
Nº9.17 Efectos de la radiación térmica para el escenario N°3.....	231
Nº9.18 Efectos económicos para el escenario N°3.....	232
Nº10.1 Listado de escenarios de riesgo de la unidad de destilación primaria de la planta de fraccionamiento de LGN.....	233
Nº10.2 Matriz de riesgos.....	236

INDICE DE FIGURAS

N°2.1 Esquema de utilización del Gas Natural.....	27
N° 2.2 Unidades de la planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.....	31
N°2.3 Diagrama de entradas y salidas de masa y energía de la planta de fraccionamiento de pisco.....	46
N°2.4 Diagrama de bloques de la planta de fraccionamiento de pisco.....	47
N°2.5 Diagrama funcional de bloques de la planta de fraccionamiento de pisco.....	50
N°2.6 Diagrama de entradas y salidas de masa y energía de la unidad de destilación primaria.....	87
N°2.7 Diagrama funcional de bloques de la unidad de destilación primaria.....	88
N°4.1 Desglose de riesgos.....	124
N°4.2 Riesgos cuyas consecuencias afectan directamente a las empresas.....	125
N°4.3 Riesgos respecto al ambiente.....	126
N°4.4 Riesgos respecto al entorno humano.....	127
N°4.5 Riesgos respecto al entorno socioeconómico.....	128
N°4.6 Diagrama de flujo del CPQRA.....	132
N°6.1 Metodología a utilizar para el desarrollo del estudio de riesgo.....	139
N°6.2 Probabilidad de fallas de personal operativo de sala de control y en campo.	146
N°6.3 Diagrama de árbol de fallas.....	147
N°6.4 Geometría de la llama.....	162

Nº6.5 Esquema de evaluación de radiación tipo de fuego pool fire modelo solid plume.....	166
Nº6.6 Matriz de riesgos.....	176
Nº8.1 Árbol de fallas del nodo Nº1- derrame de líquidos en tanques de almacenamiento de condensados.....	198
Nº8.2 Árbol de fallas del nodo Nº1- derrame de líquidos en tanques de almacenamiento de condensados (para incendio tipo pool fire interior).....	199
Nº8.3 Árbol de fallas del nodo Nº2 – fuga de vapor y líquido de nafta en las juntas y uniones de la línea de alimentación desde bombas hacia la torre de fraccionamiento de nafta.....	200
Nº8.4 Árbol de fallas del nodo Nº2 –sobre calentamiento de los intercambiadores de calor.....	201
Nº8.5 Árbol de fallas del nodo Nº3 –aumento de temperatura en los topes y fondos de las columnas de fraccionamiento.....	202
Nº8.6 Árbol de fallas del nodo Nº3 – derrame de líquidos en las torres de fraccionamiento de nafta.....	203
Nº8.7 Árbol de fallas del nodo Nº4 – recalentamiento de las bombas de reflujo de nafta.....	204
Nº8.8 Árbol de fallas del nodo Nº5 –aumento de temperatura en los fondos de las columnas de fraccionamiento.....	205

N°8.9 Árbol de fallas del nodo N°5 – fuga de vapor y líquido de nafta en las juntas y uniones de la línea de recirculación de fondos desde cba-23075 hacia los reboilers de la torre.....	206
N°8.10 Árbol de eventos del nodo N°1 – derrame de líquidos en tanque de almacenamiento de condensados.....	209
N°8.11 Árbol de eventos del nodo N°1 – derrame de líquidos en tanque de almacenamiento de condensados (incendio pool fire en el interior del tanque).....	210
N°8.12 Árbol de eventos del nodo N°3 – derrame de líquidos en las torres de fraccionamiento de nafta.....	211

INDICE DE GRAFICAS

Nº6.1 Probabilidad de eventos de riesgos en función del tiempo.....	142
Nº9.1 Descarga de líquido a través de una agujero - escenario Nº1.....	215
Nº9.2 Trayectoria del líquido a través de un agujero - escenario Nº1.....	217
Nº9.3 Tiempo de propagación del charco para el escenario Nº1.....	218
Nº9.4 Radiación térmica para un incendio tipo pool fire para el escenario Nº1.....	220
Nº9.5 Efectos de radiación térmica para un incendio tipo pool fire -escenario Nº..	221
Nº9.6 Radiación térmica del fuego tipo pool fire para el escenario Nº2.....	223
Nº9.7 Efectos de la radiación térmica para el escenario Nº2.....	224
Nº9.8 Descarga de n líquido a través de un agujero en el escenario Nº3.....	227
Nº9.9 Trayectoria del líquido a través de un agujero - escenario Nº3.....	228
Nº9.10 Tiempo de propagación del charco para el escenario Nº3.....	229
Nº9.11 Radiación térmica para un incendio tipo pool fire para el escenario Nº3....	231
Nº9.12 Efectos de radiación térmica para un incendio tipo pool fire para el escenario Nº3.....	232

RESUMEN

El presente Estudio de Riesgos tiene como meta primordial identificar y evaluar los diferentes peligros inherentes a las actividades de la Unidad de Destilación Primaria de una Planta de Fraccionamiento de líquido de gas natural y el entorno; así como también recomendar las acciones a tomar para un mejor funcionamiento de la misma; ya que toda actividad en planta de hidrocarburos por sus características operativas es susceptible de enfrentar o sufrir emergencias.

El estudio considera todos los posibles riesgos por incendios, explosión, dispersión de gases, derrames de hidrocarburo y riesgos operacionales; contiene también riesgos en el entorno, riesgos por fenómenos naturales, asimismo se ha tomado en cuenta la posibilidad de riesgos propios de la zona como son los fenómenos sociales, y la cuantificación de los riesgos individuales para los objetos de análisis.

En el estudio de riesgos primero se identificaron los riesgos posibles, luego se evaluaron la Probabilidad de ocurrencia, seguidamente se definieron los eventos de riesgos probables, después se realizó el análisis de Consecuencias, luego se clasificaron los riesgos y finalmente se recomendaron acciones para disminuir los riesgos; se concluyó en el estudio que la unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural presenta una clasificación de riesgo de tipo MODERADO, esto implica que el trabajo operativo debe hacerse con supervisión permanente, no hay necesidad a implementar cambios.

ABSTRACT

Risk This study mainly aims to identify and assess the various risks inherent in the activities of Primary Distillation Unit Fractionation Plant natural gas liquids and the environment , as well as recommend actions to be taken to a better operation thereof , and that any activity in plant oil by its operational characteristics is capable of facing or suffer emergencies.

The study considers all possible risks of fire , explosion , gas dispersion , oil spills and operational risks and also contains risks in the environment, natural phenomena hazards also has taken into account the possible risks of the area as are social phenomena and quantify individual risks for objects of analysis.

In the study of first risks identified potential risks , then evaluated the probability of occurrence, then defined the probable risks events , then performed the analysis of consequences , then classified the risks and finally recommended actions to reduce the risks , was concluded in the study that the primary distillation unit fractionation plant natural gas liquids presents a classification of MODERATE rate risk , this implies that he operational work to be done with supervision, there is no need to implement changes .

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 El Problema

En una Unidad de de Destilación primaria de una planta de Fraccionamiento de líquido de gas natural existe una alta probabilidad de ocurrencia de eventos como derrames, dispersión de gas, fuego, pileta, incendios confinados y no confinados, explosión de nube no confinada, entre otros.

Se impone disminuir los niveles de riesgos en estas plantas de fraccionamiento para no afectar el entorno natural, la vida y salud del personal y de la población del área de influencia, así como su infraestructura.

Las acciones de mitigación de riesgo en una Unidad de de Destilación primaria de una planta de Fraccionamiento de líquido de gas natural se realizan mediante un Estudio de Riesgos que analiza las condiciones de riesgos que existen en la etapa de operación normal de la planta a fin de identificar las condiciones de riesgo a las que podrían estar sometidas la planta.

1.2 Formulación de problemas

Problema General

¿Cuáles son las variables de riesgos que se deben analizar en la etapa de operación en la Unidad de Destilación Primaria de una Planta de Fraccionamiento de líquido de gas natural?

Sub – Problema

- a) ¿Cuáles son los riesgos que pueden ocurrir durante el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural?
- b) ¿Cuál es la probabilidad de los eventos de los riesgos que pueden ocurrir en el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural?
- c) ¿Cuáles son los eventos de mayor probabilidad de riesgos en el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural?
- d) ¿Cuáles son las consecuencias de los eventos más probables en el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural?
- e) ¿Cuáles son las medidas de Mitigación de Riesgos que sean necesarias para reducir la probabilidad de ocurrencia o la severidad de las consecuencias en el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural?

1.3 Justificación

Las razones que justifican la investigación propuesta son:

- a) En todas las actividades de hidrocarburos existen altos niveles de riesgos, por ello es necesario que cada planta de hidrocarburos cuente con un

estudio de riesgos (*Según el Artículo 3 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante DS N° 043-2007-EM* aprobado por el Ministerio de Energía y Minas de la república del Perú.

- b) En toda planta química en funcionamiento, aunque haya sido diseñada con altas especificaciones de seguridad va a resultar muy útil un Estudio de Riesgos tanto para la prevención de riesgos laborales como para la limitación de paradas imprevistas y pérdidas diversas.
- c) El presente estudio permite la identificación de peligros que pueden afectar:
 - La seguridad de las personas.
 - La integridad de la propiedad.
 - Al medio ambiente.
 - La operación de la Planta.

1.4 Objetivos:

Objetivos generales

- ❖ Evaluar las variables de riesgo presentes durante la operación de la Unidad de Destilación Primaria de una Planta de Fraccionamiento de líquido de gas natural tanto en su probabilidad y consecuencia.

Objetivos específicos:

- ❖ Identificar los riesgos que se presentan durante el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural, usando el método delfi en derrames o fugas.
- ❖ Calcular la probabilidad de los eventos de los riesgos que se presentan en el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural.
- ❖ Identificación de los eventos de mayor probabilidad de riesgo en el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural.
- ❖ Analizar las consecuencias de los eventos más probables y que constituyen un riesgo en el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural.
- ❖ Proponer las medidas de Mitigación de Riesgos que sean necesarias para reducir la probabilidad de ocurrencia o la severidad de las consecuencias en el proceso de Destilación Primaria en una Unidad de Fraccionamiento de líquido de gas natural.

1.5 Limitaciones y Facilidades

1.5.1 Limitaciones:

“Los Planes de Contingencia y los Estudios de Riesgos serán preparados únicamente por ingenieros colegiados inscritos en un Registro que

OSINERGMIN deberá implementar. Las Empresas Autorizadas que lo requieran, podrán contratar los servicios de asesores o consultores que se encarguen de preparar los documentos del PAAS, el RISI, el Plan de Contingencia o los Estudios de Riesgo [...]” (*Según el artículo 17 “Obligación de formular el PAAS y el RISI”; Numeral 17.4 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante DS N° 043-2007-EM* aprobado por el Ministerio de Energía y Minas de la república del Perú).

1.5.2 Facilidades

Las facilidades es que en hay normas nacionales que exigen el cumplimiento de la normativa para el estudio de riesgos en las actividades de hidrocarburos, las normas nacionales son los siguientes:

- Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM aprobado por el Ministerio de Energía y Minas de la república del Perú.
- Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM aprobado por el Ministerio de Energía y Minas de la república del Perú.
- “Procedimiento de Evaluación y Aprobación de los Instrumentos de Gestión de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos” Resolución

**del Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 240-2010-OS-CD aprobado
por el Ministerio de Energía y Minas de la república del Perú.**

CAPITULO II

FUNDAMENTOS DE RIESGOS DE HIDROCARBUROS

2.1 Gas Natural

2.1.1 Origen del Gas Natural¹

El gas natural es un combustible fósil formado por un conjunto de hidrocarburos, el principal componente del gas natural es el metano, que usualmente constituye el 80% del mismo. Sus otros componentes son el etano, el propano, el butano y otras fracciones más pesadas como el pentano, el hexano y el heptano.

La denominación de estos hidrocarburos es:

**TABLA N° 2.1
COMPONENTES DEL GAS NATURAL**

HIDROCARBURO	FORMULA
Metano	CH ₃
Etano	C ₂ H ₆
Propano	C ₃ H ₈
Butano	C ₄ H ₁₀
Pentano	C ₅ H ₁₂
Hexano	C ₆ H ₁₄
Heptano	C ₇ H ₁₆
Octano	C ₈ H ₁₈
Etileno	C ₂ H ₄
Propileno	C ₃ H ₆
Butileno	C ₄ H ₈
Benceno	C ₆ H ₆
Tolueno	C ₇ H ₈

Fuente: Luis F. Cáceres Graziani "El Gas Natural" Página 17.

¹ Luis F. Cáceres Graziani "El Gas Natural" Página 17.

Generalmente contiene 1% de impurezas como son nitrógeno, bióxido de carbono, helio, oxígeno, vapor de agua y otras que son también de combustión limpia.

El Gas natural, tal como el petróleo y el carbón, es un combustible fósil. El gas y el petróleo fueron formados hace millones de años, cuando plantas y animales principalmente microscópicos, conocidos como fitoplancton y zooplancton se depositaron en el fondo del mar y fueron enterrados por sedimentos. Las capas de sedimentos fueron acumulándose, originando un incremento de la presión y temperatura, lo cual convirtió la materia orgánica en compuestos de hidrógeno y oxígeno.²

Una vez formado el gas y el petróleo, debido a la presión en el subsuelo, éstos se filtraron a través de fracturas y/o el espacio poroso de las rocas, migrando hacia las partes superiores del subsuelo, en algunos casos alcanzando la superficie.

Donde las condiciones geológicas fueron apropiadas, estos hidrocarburos quedaron atrapados, no como en un lago sino dentro de los poros de la roca, a la cual se le denomina reservorio. Los reservorios de gas natural, al igual que los reservorios de petróleo,

² Luis F. Cáceres Graziani "El Gas Natural" Página 21.

están formados por rocas porosas y permeables ubicadas en el subsuelo.

Un conjunto de reservorios similares constituye un yacimiento. El gas natural se encuentra:

(1) En los reservorios de petróleo, donde, si el gas está disuelto o *de líquidos contenidos en fase vapor en el reservorio* (separado pero en contacto con el petróleo se le denomina Gas Asociado.

(2) En reservorios de gas seco, cuyo nombre proviene del bajo contenido de líquidos disueltos en el gas (menor a 10 barriles de líquidos por millón de pies cúbicos de gas) en cuyo caso se le denomina Gas No Asociado.

(3) En reservorios de gas condensado, cuyo nombre proviene por la cantidad apreciable entre 10 a 250 barriles de líquidos por millón de pies cúbicos de gas). A este gas también se le denomina Gas No Asociado.

2.1.2 Industria del Gas Natural³

El gas natural representa para la industria una fuente energética con grandes ventajas sobre otras fuentes, tanto por su bajo costo como por su calidad y limpieza.

³ Luis F. Cáceres Graziani "El Gas Natural" Página 57.

La utilización del gas natural para el desarrollo de un país involucra no sólo el gas natural en sí, también comprende los líquidos de ese gas natural tales como el gas licuado de petróleo (GLP), el etano, el hexano y la gasolina natural; en otras palabras hay que tener en cuenta ambos.

- ✓ Gas natural
- ✓ Líquidos del gas natural

El gas natural puede utilizarse como combustible o insumo para obtener otros productos. Como combustible: en centrales térmicas o en hornos de la industria. En el caso del Perú la utilización del gas natural en centrales térmicas representaría no menos del 50% de su mercado.

Las centrales termoeléctricas a gas natural ofrecen una serie de ventajas sobre otros sistemas de generación eléctrica, pudiendo enumerarse las siguientes:

- 1) **La inversión inicial es menor:** En una central termoeléctrica a gas natural la inversión es del orden de US\$ 500 por Kw instalado, contra una inversión no menor de US\$ 1 000 por kW instalado en una central hidroeléctrica.
- 2) **El tiempo de desarrollo del proyecto es menor:** Desarrollar un proyecto de generación termoeléctrica demora entre seis meses a

un año, mientras que la puesta en marcha de una central hidroeléctrica toma no menos de cinco años.

- 3) **La recuperación del capital se da en un tiempo menor**
- 4) **La infraestructura es mucho menor pues no se requieren carreteras de acceso.**
- 5) **Los costos operativos son menores.**
- 6) **El impacto ambiental es menor**
- 7) **Las centrales termoeléctricas no son afectadas por las sequías, que sí afectan a las centrales hidroeléctricas, hasta paralizarlas, en algunos casos, por falta de agua.**

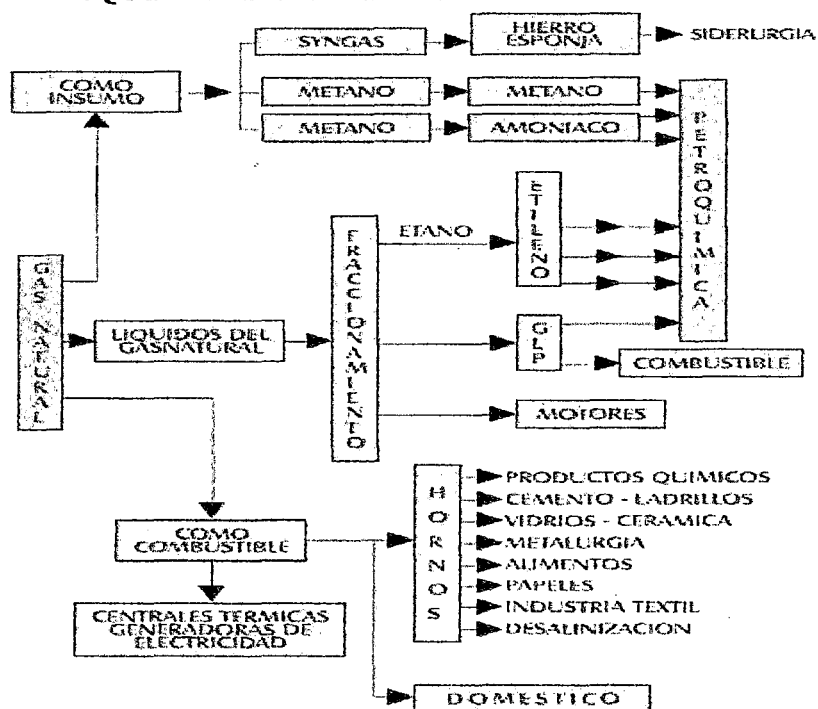
En conclusión, las centrales térmicas a gas natural son, por su economía y limpieza, las llamadas a desplazar a las otras fuentes energéticas tales como el petróleo, el carbón y en algunos casos las hidroeléctricas.

En lo que respecta a la utilización del gas natural como fuente de calor en la industria puede señalarse que cubre un amplio campo de aplicación, desplazando al petróleo o al carbón con ventajas económicas y ambientales. El empleo del gas natural para la generación de vapor en calderos está ampliamente difundido en el mundo y la conversión de un caldero a este combustible es bastante simple.

La principal ventaja industrial en la utilización del gas natural sobre el vapor es su “Eficiencia Térmica” que se puede explicar por el hecho de reemplazarse las tuberías de vapor, que van a un punto de uso determinado, por aparatos individuales que producen calor directamente en el punto de uso y en el momento que se requiera. Se encienden cuando se necesita, lográndose así una economía que es imposible de obtener con una red a vapor que tiene que estar, toda ella, operativa con las pérdidas de calor que se originan.

Esta eficiencia térmica permite mejor regulación de temperaturas e incluso regular temperaturas diferentes para puntos diferentes con lo cual se contribuye a una mejor calidad del producto y una economía energética que redundan en un menor costo.

FIGURA N°2.1
ESQUEMA DE UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL



Fuente: Luis F. Cáceres Graziani "El Gas Natural" Página 60.

En caso de utilizarse el gas natural como insumo, éste se emplearía para la obtención del hierro esponja en la industria siderúrgica y también en el desarrollo de la industria petroquímica.

En lo que respecta a la utilización del gas natural de Camisea como insumo para la industria petroquímica, debemos indicar que si bien requiere de grandes inversiones, representa a su vez grandes posibilidades y en nuestro caso, dadas las condiciones limitadas de nuestro mercado local, debe estar vinculada con el mercado externo.

Gran parte de los productos del gas natural tendrían que ser exportados y ya se han hecho estudios preliminares para ver las posibilidades de instalación de plantas de etanol y metanol en las proximidades del puerto de exportación de Pisco.

Estos estudios previos consideran las posibilidades de producción de etileno a base del etanol obtenido. También se ha visto la posibilidad de obtener metanol y amoníaco.

Obviamente con una industria petroquímica básica, ésta puede continuar con la obtención de otros productos tales como: Dicloruro de etileno, Polietileno, Etileno glicol entre otros.

Adicionalmente al gas natural, los condensados que se denominan líquidos del gas natural (LGN) se utilizan, previo fraccionamiento, para obtener el gas licuado de petróleo (GLP), etano y gasolina natural para combustible de motores.

Un renglón importante es la utilización de los líquidos del gas natural el GLP como combustible doméstico en cocinas, calentadores de agua, estufas, etc. por lo que, paulatinamente, su participación en el mercado se irá incrementando. Posteriormente a partir de la instalación de redes

de transporte y distribución de gas natural, parte de la demanda de GLP será atendida con gas natural.

Un campo de utilización del gas natural que cada día toma más auge en el mundo, es el de los automotores que emplean el gas natural comprimido (GNC).

En primer lugar es preciso señalar las ventajas que el GNC representa para el medio ambiente al ser un combustible limpio que no contiene plomo ni azufre.

Los conceptos que hacen favorable la utilización del gas natural en los procesos industriales, se pueden enumerar los siguientes:

- No es necesario contar con lugares de almacenamiento como es el caso del petróleo o el carbón, cuyo manipuleo y control de inventario afecta directamente el costo del producto.
- La regulación del caudal de suministro de gas natural constituye una ventaja sobre otras fuentes.
- La flexibilidad que permite el gas natural para aplicar el calor en el punto requerido, con un control preciso de temperatura.
- Los equipos y quemadores de gas no son complicados y son fáciles de limpiar.

- La combustión del gas natural es limpia, no hay humo ni cenizas, lo que facilita el calentamiento por contacto directo entre la materia prima y la energía calorífica liberada por el gas en combustión.
- Por último, el gas se paga después de consumirlo.

2.2 Planta de fraccionamiento de Líquido de Gas Natural

2.2.1 Descripción de las instalaciones de la Planta de fraccionamiento de Líquido de Gas Natural

a) Localización⁴

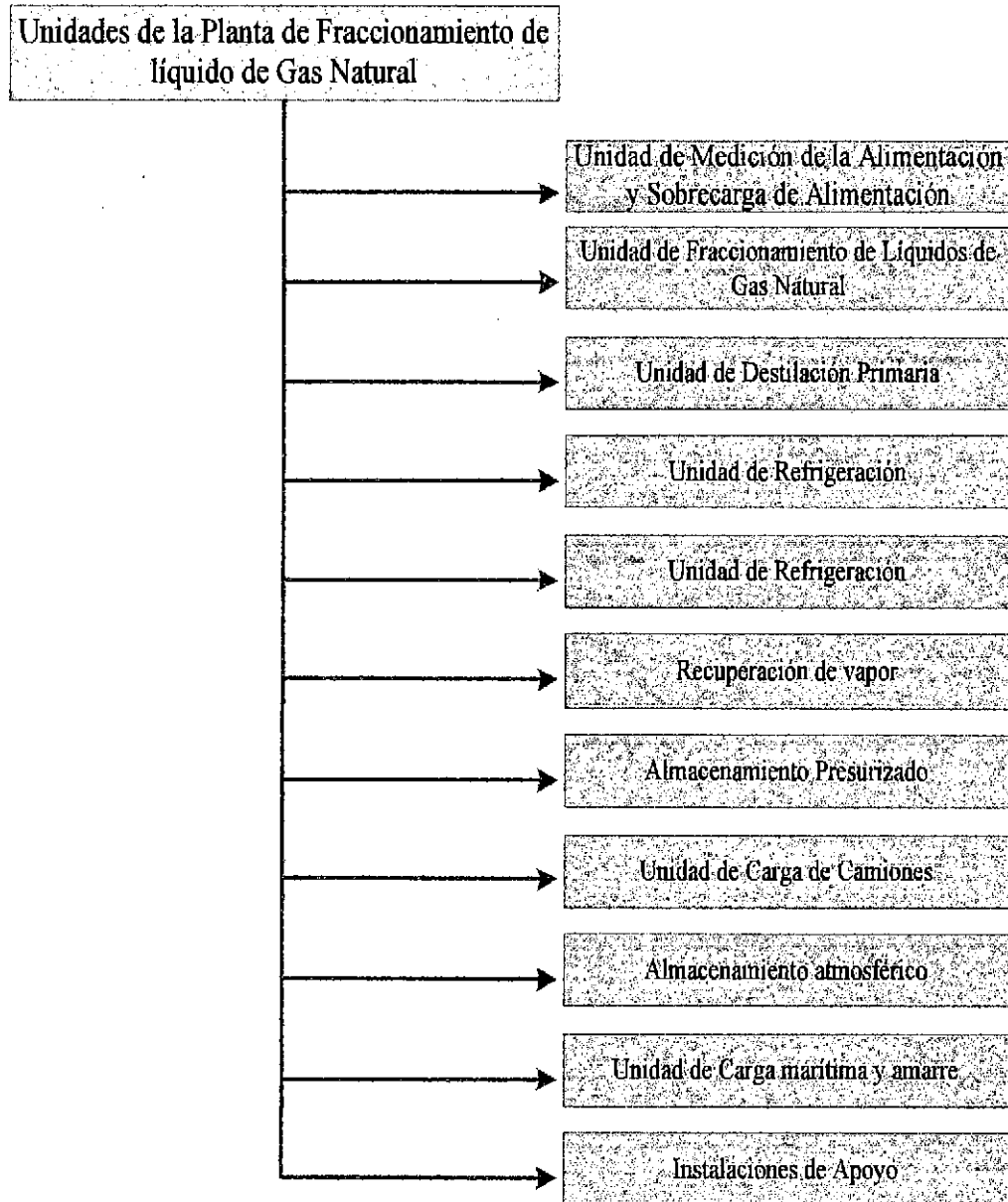
La Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural se ubica en la zona de amortiguamiento de la Reserva Nacional de Paracas, en el distrito de Paracas, provincia de Pisco, región Ica. El acceso a la planta se realiza desde la Carretera Panamericana Sur, a la altura del Km. 231 y luego a través de la vía Fermín Tangüis, continuando por la Av. Las Américas y la Carretera Pisco-Paracas.

b) Instalaciones de la Planta de fraccionamiento de Líquido de Gas Natural

El proceso de fraccionamiento que se realiza en la actual planta se divide en 10 unidades de proceso, además de las instalaciones de apoyo (véase la figura N°2.2)

⁴ PLUSPETROL CORPORATION. **Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural – Playa Lobería – Pisco** / Capítulo 2. Descripción del Proyecto – Página 5. 2010

FIGURA N°2.2
UNIDADES DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE
LÍQUIDO DE GAS NATURAL.



Fuente: Elaborado en base a la bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION. **Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural – Playa Lobería – Pisco” / Capítulo 2.**
 Descripción del Proyecto

1) UNIDAD DE MEDICIÓN DE LA ALIMENTACIÓN Y SOBRECARGA DE ALIMENTACIÓN

➤ Medición (Caudal)

- FAJ-16010/16015/16020/26010 Filtros de ingreso al skid de medición.
- MAU-16010A/B Skid de medición de ingreso de LGN

➤ Almacenamiento

- VBA-3105/13105/23105 Tanques pulmón de almacenamiento y alimentación.

➤ Distribución

- PBB-1000 / PBB-1005 / PBB-11000 Bombas de Alimentación a las fases de fraccionamiento de LGN
- FAJ-3400 / FAJ-13400/ FAJ-23400 Filtros de carga a las fases de fraccionamiento de LGN.

2) UNIDAD DE FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

➤ Pre calentamiento

- EBG-998 Intercambiador de calor híbrido.
- EBC-4001 Intercambiador de calor de LGN con condensado (fondos de la debutanizadora).
- EBC-14001: Intercambiador de calor de LGN con condensado (fondos de la debutanizadora).

- EBC-24001: Intercambiador de calor de LGN con condensado (fondos de la debutanizadora).

➤ **Destilación del propano**

- CBA – 3065/13065/23065 Columnas depropanizadora
- EAL-4500/14500/24500 Aeroenfriadores condensador de propano
- VBA-3130/13130/23130 Acumuladores de propano
- PBB-1010/1015/11010/11015/21010/21015 Bombas de reflujo y producción de propano.
- EBC-4025/14025/24025 Intercambiadores de corriente lateral de la depropanizadora versus alimentación a la debutanizadora
- EBC-4000/14000/24000 Reboilers de fondos de la depropanizadora.

➤ **Destilación del butano**

- CBA-3070/13070/23070 Columnas debutanizadora
- EAL-4510/14510/24510 Aeroenfriadores condensador de butano
- VBA-3135/13135/23135 Acumuladores de butano
- PBB-1020/1025/11020/11025/21020/21025 Bombas de reflujo y producción de butano
- EBC-4002/14002/24002 Intercambiadores de calor de corriente lateral de la debutanizadora con la corriente de Condensado (fondos de la debutanizadora).

- EBC-4015/14015/24015 Reboilers de fondos de la debutanizadora.

➤ **Enfriamiento**

- EBG-1998A/B: Prechillers
- EBG-2998A/B: Prechillers
- EAL-4520/14520/24520 Aeroenfriadores de condensado
- PBB-1001/11001/21001 Bombas de retorno (Re-Run) a almacenamiento de NGL.

➤ **Refrigeración**

- EBG-4005/14005/24005: Chillers de media presión para propano de producción
- EBG-4010/14010/24010: Chillers de baja presión para propano de producción
- EBG-4020/14020/24020: Chillers de media presión para butano de producción
- PBB-13750: Bomba de trasiego de metanol
- VBA-13750: Acumulador de metanol
- PBB-13750 A/B: Bombas de inyección de metanol a usuarios.

Además de los equipos antes listados cada sección tiene instrumentación de control.

3) UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA

➤ **Almacenamiento**

- TKBJ-3000/13000/23000 Tanques de condensado
- PBB-1030/1035/11030/11035/21030/21035 Bombas de carga

➤ **Calentamiento**

- EBG-4030/14030/24030 Intercambiadores de precalentamiento de condensado con nafta
- EBG-4040/14040/24040 Intercambiadores de precalentamiento de condensado con diesel
- MAP-5000/15000/25000 Hornos de calentamiento de condensado.

➤ **Destilación**

- CBA-3075/1375/2375 Columnas de fraccionamiento
- EAL-4550/14550/24550 Enfriadores de nafta
- EAL-4580/14580/24580 Enfriadores de fondos
- EAL-4530/14530/24530 Condensadores de nafta
- VBA-3140/13140/23140 Acumuladores de nafta
- PBB-1040/1045/11040/11045/21040/21045 Bombas de reflujo de nafta
- PBB-1050/1055/11050/11055/21050/21055 Bombas de fondos
- PBB-1080/1085/11080/11085/21080/21085 Bombas de alimentación a la columna de agotamiento.

➤ **Agotamiento**

- CBA-3080/13080/23080 Columnas de agotamiento

- EBG-4085/14085/24085 Reboiler de diesel
- PBB-1070/1075/11070/11075/21070/21075 Bombas de extracción de diesel
- EAL-4570/14570/24570 Aeroenfriadores de reflujo y producción de diesel

4) UNIDAD DE REFRIGERACIÓN

➤ Expansión:

Expansión 1:

- **LV-4005:** Válvula de Control de nivel del Chiller de media presión EBG-4005/4020.
- **LV-4010:** Válvula de control de nivel de Chiller de baja presión EBG-4010.

Expansión 2:

- **LV-14005:** Válvula de control de nivel del Chiller de media presión EBG-14005/14020.
- **LV-14010:** Válvula de control de nivel del Chiller de baja presión EBG-14010.

Expansión 3:

- **LV-24005:** Válvula de control de nivel del Chiller de media presión EBG-24005/24020.

- **LV-24010:** Válvula de control de nivel del Chiller de baja presión
EBG-24010.

➤ **Evaporación:**

Evaporación 1:

- **EBG-4005/4020:** Chiller de media presión de propano y butano.
- **EBG-4010:** Chiller de baja presión de propano.
- **VBA-3247:** Acumulador de purga.

Evaporación 2:

- **EBG-14005/14020:** Chiller de media presión de propano y butano.
- **EBG-14010:** Chiller de baja presión de propano.
- **VBA-13247:** Acumulador de purga.

Evaporación 3:

- **EBG-24005/24020:** Chiller de media presión de propano y butano.
- **EBG-24010:** Chiller de baja presión de propano.
- **VBA-23247:** Acumulador de purga.

➤ **Compresión:**

Compresión 1:

- **MX-2016:** Mezclador de baja presión.
- **VBA-3240:** Scrubber de baja presión.

- **PBB-1565:** Bomba de recuperación de líquidos.
- **MX-2026:** Mezclador de media presión.
- **VBA-3245:** Scrubber de media presión.
- **KBA-2015/2025:** Compresor centrífugo.
- **F-2027:** Filtro coalescedor de aceite.

Compresión 2:

- **MX-2021:** Mezclador de baja presión.
- **VBA-3241:** Scrubber de baja presión.
- **PBB-1570:** Bomba de recuperación de líquidos.
- **MX-2031:** Mezclador de media presión.
- **VBA-3246:** Scrubber de media presión.
- **KBA-2020/2030:** Compresor centrífugo.
- **F-2032:** Filtro coalescedor de aceite.

Compresión 3:

- **MX-12016:** Mezclador de baja presión.
- **VBA-13240:** Scrubber de baja presión.
- **PBB-11565:** Bomba de recuperación de líquidos.
- **MX-12026:** Mezclador de media presión.
- **VBA-13245:** Scrubber de media presión.
- **KBA-12015/12025:** Compresor centrífugo.
- **F-12027:** Filtro coalescedor de aceite.

Compresión 4:

- **MX-22016:** Mezclador de baja presión.
- **VBA-23240:** Scrubber de baja presión.
- **PBB-21565:** Bomba de recuperación de líquidos.
- **MX-22026:** Mezclador de media presión.
- **VBA-23245:** Scrubber de media presión.
- **KBA-22015/22025:** Compresor centrífugo.
- **F-22027:** Filtro coalescedor de aceite.

➤ **Condensación:**

Condensación 1:

- **EAL-4590-1/2/3/4/5/6:** Aerocondensador de propano refrigerante.
- **VBA-3235:** Acumulador de propano refrigerante.

Condensación 2:

- **VBA-14590-1/2/3/4/5/6:** Aerocondensador de propano refrigerante.
- **VBA-13235:** Acumulador de propano refrigerante.

Condensación 3:

- **VBA-24590-1/2/3/4/5/6:** Aerocondensador de propano refrigerante.
- **VBA-23235:** Acumulador de propano refrigerante.

5) TANQUES DE ALMACENAMIENTO REFRIGERADO

➤ **Almacenamiento**

- TKBJ-3005; TKBJ-13005; TKBJ-23005: Tanques de almacenamiento de propano refrigerado.
- TKBJ-3010/13010 / TKBJ-23010: Tanques de almacenamiento de butano refrigerado.

6) RECUPERACIÓN DE VAPORES

➤ **Recuperación de vapores**

Cuenta con los siguientes equipos:

Circuito de recuperación de vapores de propano:

- VBA-3150/13150/ 23150: Separadores de líquidos de propano.
- KBA-2000/ 12000/22000: Compresores de vapores de propano.
- F-2001/12001/22001: Filtros coalescedor de aceite lubricante.
- EAL-4060/14060/24060: Condensadores de vapores de propano.
- VBA-3170/ 13170/23170: Acumuladores de propano condensado.
- PBB-1105/1106: Bombas de retorno de propano condensado.
- PBB-11105/11106: Bombas de retorno de propano condensado.
- PBB-21105/21106: Bombas de retorno de propano condensado.

Circuito de recuperación de vapores de butano

- VBA-3160/ 13160: Separadores de líquidos de butano.
- KBA-2010/12010: Compresores de vapores de butano.
- F-2011/12011: Filtros coalescedor de aceite lubricante.

- EAL-4080/14080: Condensadores de vapores de butano.
- VBA-3180/13180: Acumuladores de butano condensado.
- PBB-1115/1116: Bombas de retorno de butano condensado.
- PBB-1115/1116: Bombas de retorno de butano condensado.

Circuito de recuperación de vapores doble propano/butano

- VBA-3155: Separador de líquidos de propano/butano.
- KBA-2005: Compresor de vapores de propano/butano.
- F-2006: Filtro coalescedor de aceite lubricante.
- EAL-4070: Condensador de vapores de propano/butano.

➤ Bombeo

Cuenta con los siguientes equipos:

- PBB-1090/1095/1100: Bombas de embarque de propano.
- PBB-1120/1125: Bombas de embarque de butano.
- PBB-1325/1365: Bombas de enfriamiento de las líneas submarinas de embarque de propano y butano.
- STAH-2363: Lanzadera de chanco.
- STAH-2363: Recibidor de chanco.

7) ALMACENAMIENTO PRESURIZADO

➤ Almacenamiento y bombeo de propano presurizado

- VBA-3190 / 3195/23200/23205 Tanques de almacenamiento de propano presurizado.

- PBB-1130 / 1135 Bombas de Despacho de propano a camiones cisterna.

➤ **Almacenamiento y bombeo de butano presurizado**

- VBA-3215 / 3220 Tanques de almacenamiento de butano presurizado.
- PBB-1140 / 1145 Bombas de despacho de butano a camiones cisterna.

8) UNIDAD DE CARGA DE CAMIONES

➤ **Despacho de GLP**

- LCS (“Loading Control System”), Sistema de control de carga
- MZZ-6040 / 6140 / 6240 Plataformas de despacho de GLP.
- MZZ-6045 A/B/C/D Balanzas electrónicas digitales.
- MZZ-6041 / 6141 / 6241 Brazos de Carga.
- MZZ-6051 / 6151 / 6251 Brazos de Recuperación de vapores.
- FAJ-6040 Adsorbedor Odorante
- SKZZ-6510 Sistema de Odorización.

9) ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICO

➤ **Almacenamiento de nafta**

- TKBJ-3020/13020 Tanques de nafta
- PBB-1155/1160/1165 Bombas de embarque de nafta
- STAII-2361 Lanzador de Chanco de Nafta (Naphtha Pig Launcher)
- FUS-1168 Medidor de Flujo ultrasonico.

➤ **Almacenamiento de diesel**

- TKBJ-3030/13030/23030 Tanque de diesel
- PBB-1410/1415/11410/11415 Bombas de embarque diesel
- FUS-1418 Medidor de Flujo ultrasónico.
- STAHL-2360 Lanzador de Chanco (Diesel Pig Launcher)
- PBB-1175/1180 Bombas de Diesel Utility.
- FE-6260/6270/6280/6290 Medidor de flujo másico (Turbina)

10) UNIDAD DE CARGA MARINA Y AMARRE

➤ Transferencia de carga líquida por líneas submarinas

- SKZZ-6210 "Pig receiver" de nafta
- SKZZ-6220 "Pig receiver" de diesel
- 04 líneas de transferencia de Carga Líquida

➤ Despacho de carga líquida a buques

- MZZ-6015/6020 Brazos de carga de propano y butano refrigerados y de nafta
- MZZ-6320 Brazos de carga de diesel y de propano presurizado.
- SKZZ-6200 Skid de botellas de nitrógeno

➤ Calentamiento de propano

- EBC-4170 Intercambiador propano / agua de mar
- PBB-6345/6355 Bombas de agua de mar

➤ Vaporización de propano

- Tubería 20" Cabezal colector de propano refrigerado.
- Pre-calentador eléctrico.
- EAL-4150 Vaporizadores de Propano.

➤ **Sistema de recuperación de vapores**

Cuenta con 02 Skids:

Skid de Seguridad del Embarcadero (SKZZ-6360):

- FAJ-100 Filtro
- DA-100 Arrestor de Detonaciones

Skid de Combustión (SKZZ-6370):

- DA-101/201 Arrestores de Detonación.
- MVC-101/ 102 Incineradores.
- B-101/201 Sopladores.

También tiene:

- VBA-6430 Drum de Knock out

➤ **Sistema de drenaje**

- VBA-6420A/B Tanques de drenaje de agua de lluvia.
- VBA-6420C/D Tanques de drenaje de proceso.

➤ **Sistema contra incendio**

- TKBJ-6410 Tanque diario de diesel
- PBB-6340 Bomba de agua contra incendio eléctrica.
- Controlador de la bomba eléctrica

- PBB-6350 Bomba de agua contra incendio a diesel.
- Controlador de la bomba a diesel
- MZZ-6340/6350 Monitores contra incendio.
- Hidrantes, tubería de la red del sistema contraincendio, mangueras, extintores portátiles

➤ **Sistema de aire comprimido**

- SKZZ-6080 A/B Skid de compresión de aire
- VBA-3290 Drum acumulador de aire comprimido
- Secador de aire

Además de los equipos antes listados, cada sección tiene instrumentos de control.

2.2.2 Descripción del proceso de la Planta de fraccionamiento de Líquido de Gas Natural

La Planta de Fraccionamiento de LGN está diseñada para procesar 120,000 BPD de LGN proveniente de Malvinas. Separa el LGN en Propano, Butano, Nafta, Diesel y obtiene una mínima cantidad de producto residual.

Los productos obtenidos de la separación son enviados a sus respectivos tanques de almacenamiento.

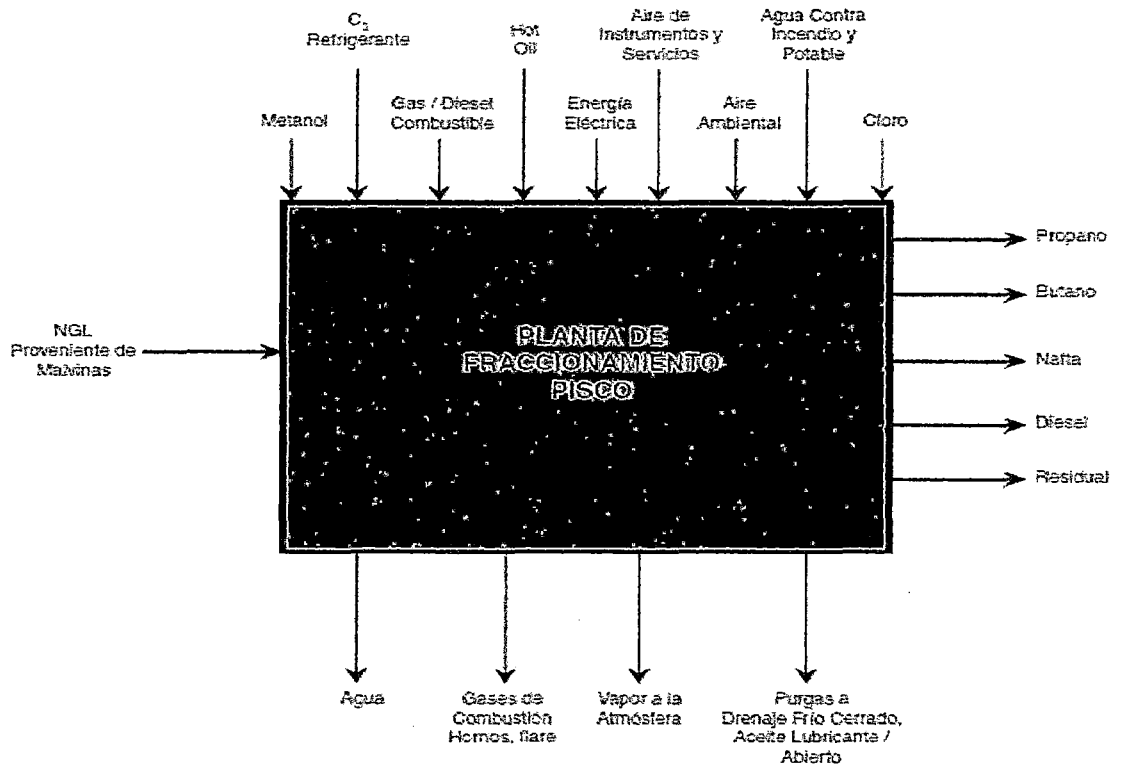
El propano y butano refrigerados, la nafta y el diesel son embarcados en buques tanques a través de una plataforma de

embarque para su comercialización en el ámbito nacional e internacional.

El propano y butano presurizados son cargados en camiones cisterna a través de 03 plataformas de despacho, mezclados y comercializados como GLP en el mercado nacional.

Para comprender la Operación de la Planta de Fraccionamiento de LGN, (véase la figura N°2.3)

FIGURA N° 2.3
DIAGRAMA DE ENTRADAS Y SALIDAS DE MASA Y ENERGÍA DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE PISCO



Fuente: Elaborado en base a la bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION. Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural – Playa Lobería – Pisco” / Capítulo 2. Descripción del Proyecto

a) Ingreso de LGN:

- LGN proveniente de la Planta Malvinas.

b) Otros requerimientos:

- Gas Combustible.
- Diesel Combustible.
- Propano refrigerante.
- Aceite térmico (Hot oil).
- Aire de instrumentos.
- Aire ambiental.
- Energía eléctrica.
- Metanol.

c) Obtiene:

- Propano presurizado y refrigerado
- Butano presurizado y refrigerado
- Nafta
- Turbo (futuro)
- Diesel
- Residual

d) Evacúa:

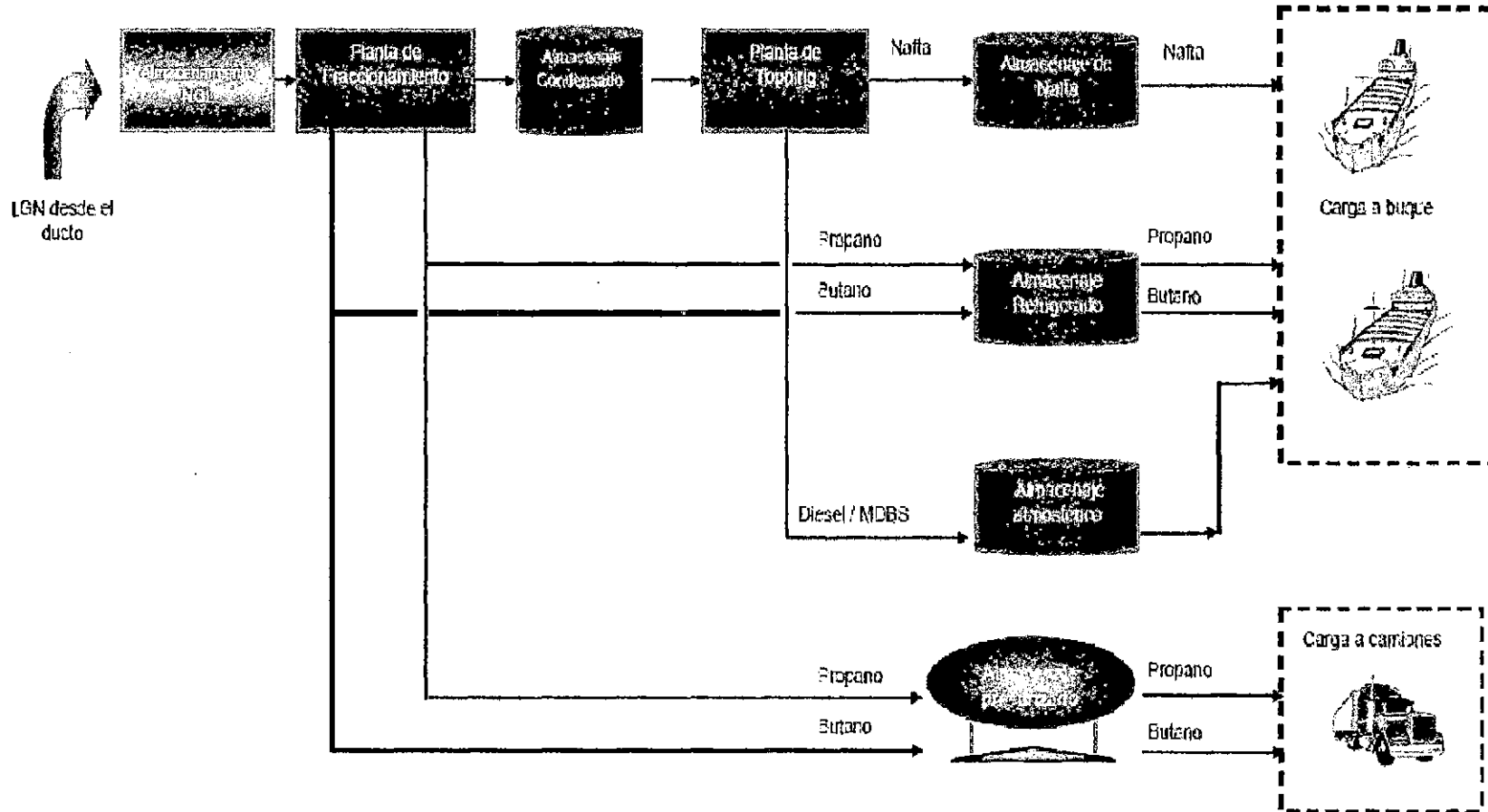
- Agua de drenado del LGN y purgas producto de la limpieza de filtros, hacia el Drenaje Cerrado.
- Vapores como alivio al flare.

- Drenaje del diesel/nafta del drum de drenaje de procesos del Berth a centros autorizados de tratamiento de efluentes

La Planta de Fraccionamiento de LGN de Pisco se divide en las siguientes fases de operación:

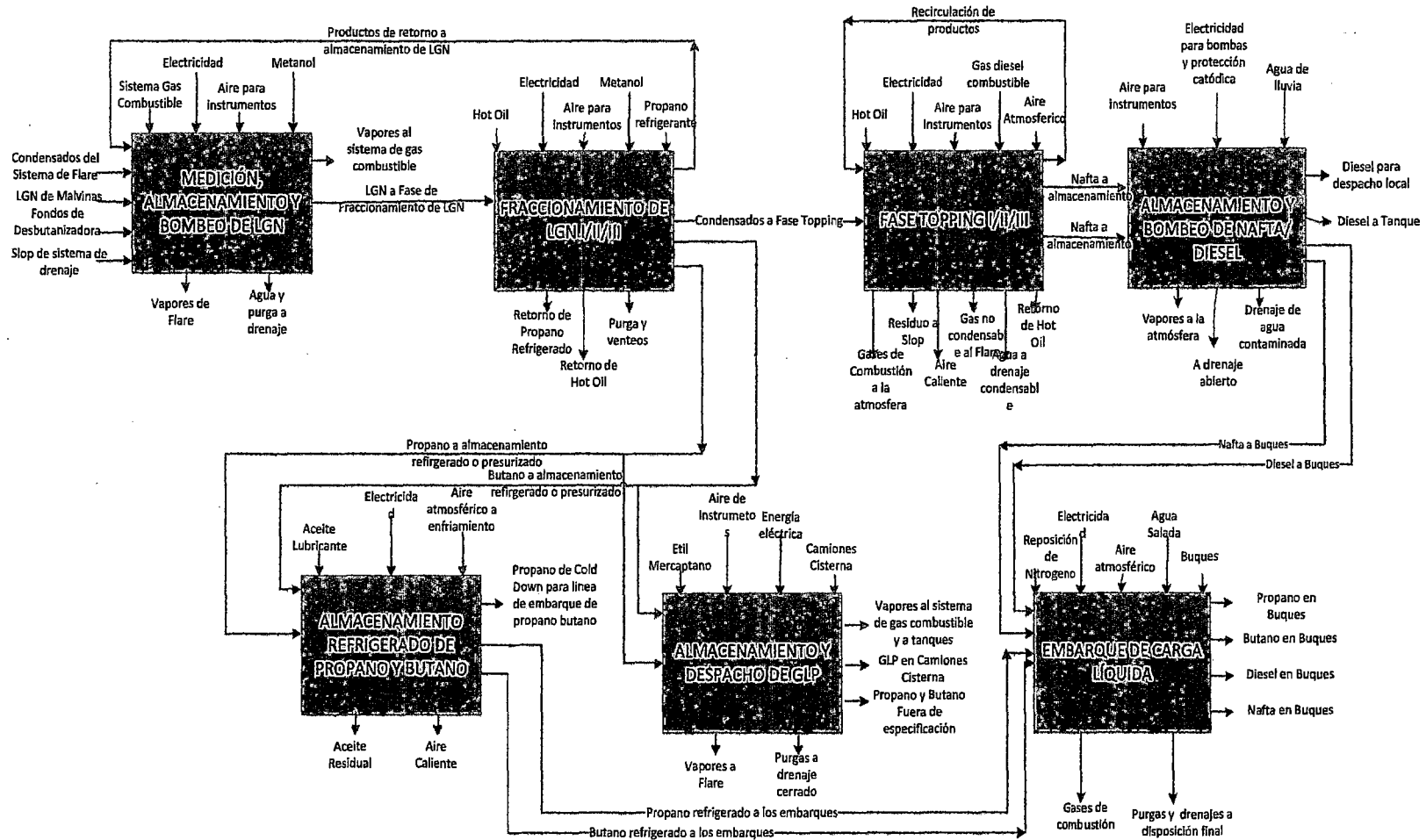
- 1) Medición, Almacenamiento y Bombeo de NGL.
- 2) Fraccionamiento de NGL.
- 3) Topping.
- 4) Unidad de Refrigeración
- 5) Tanques de almacenamiento refrigerados
- 6) Unidad de Recuperación de Vapor
- 7) Almacenamiento Presurizado
- 8) Unidad de Carga de Camiones
- 9) Almacenamiento atmosférico
- 10) Instalaciones de apoyo y Servicios

FIGURA N°2.4
DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE PISCO



Fuente: Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural – Playa Lobería – Pisco”

FIGURA N°2.5
DIAGRAMA FUNCIONAL DE BLOQUES DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE PISCO



Fuente: Elaborado en base a la bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION. Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural – Playa Lobería – Pisco” / Capítulo 2

1) Fase de Medición, Almacenamiento y Bombeo de NGL (FOP1)

Esta fase de operación cuantifica el LGN proveniente de la Planta Malvinas, lo almacena y entrega a un flujo y presión constante para su procesamiento en la Fase de Fraccionamiento de LGN.

Esta Fase opera de la Siguiete manera:

El propósito de esta Unidad es medir y recepcionar la cantidad de LGN proveniente de Planta Malvinas. La medición de alimentación de LGN a la Planta es por medio de un sistema de medidor de flujo de tipo ultrasónico MAU-16010A/MAU-16010B (normalmente una en operación y otra en reserva), previamente pasando por un sistema de filtros FAJ-16010/FAJ-16015/FAJ-16020/FAJ-26010) cuenta con indicadores de presión diferencial que muestran el grado de ensuciamiento con el objetivo de remover la mayor cantidad de impurezas que arrastra el LGN. El almacenaje de la alimentación de LGN se realiza en las esferas de almacenaje VBA-3105/13105/23105 considerando un caudal de 120 000 BPD con el objeto de amortiguar los posibles picos de alimentación y su disposición; la presión de diseño de las esferas es de 150 psig y puede almacenar hasta 25 000 barriles cada una. Las esferas de almacenaje de LGN, cuentan con una bota para acumular las pequeñas cantidades de agua que arrastran las corrientes de LGN de alimentación a la Planta, mostrándose la interface mediante sus respectivos medidores de nivel, la cual deben drenarse de forma manual para evitar que

alcance la alarma por alto nivel. En esta área se encuentran las bombas PBB-1005/PBB-1000/PBB-11000 de producción de las esferas de almacenamiento de LGN-Estas bombas son centrífugas, que en operación normal operan 2 mientras que la tercera permanece en Stand By- cuya descarga pasa por los filtros FAJ-3400/FAJ-13400/FAJ-23400-Diseñados para un caudal de 60 000 SBPD, operando 2 en paralelo y uno en Stand By, reteniendo partículas de 5 y de 10 micrones- y posteriormente alimenta a las torres depropanizadoras de los trenes de fraccionamiento 1, 2 y 3.

2) Fase de Fraccionamiento de LGN (FOP2)

Esta fase separa del LGN proveniente de la Fase de Medición, almacenamiento y bombeo de LGN, Propano, Butano y como subproducto Condensados.

El Propano y Butano obtenidos de la separación se envían a tanques de almacenamiento presurizados o refrigerados, mientras que los Condensados se envían a tanque pulmón de condensados para su procesamiento en la Fase de Topping. Esta Fase opera de la Siguiete manera:

La Unidad de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural consta de una torre Depropanizadora y otra Debutanizadora utilizando Hot Oil como fuente de energía, obteniéndose como productos propano, butano y condensados, que a su vez son almacenados en tanques refrigerados y presurizados para el propano y butano, y en tanques de condensados para el condensado. La carga proveniente de la descarga de las bombas PBB-1005/1000/11000, ingresa a la

Depropanizadora CBA-3065, separando el propano del LGN por el tope de la columna pasando a por el aerofriador (Para su condensación), el acumulador de reflujo de la Depropanizadora para su posterior almacenamiento en tanques refrigerados (TKBJ-3005/13005/23005) y/o presurizados (VBA-3190/3195/23200/23205)-Depende de los requerimientos de expendio-, mientras que una parte del propano obtenido es recirculado a la Depropanizadora. El producto de fondo es alimentado a la Debutanizadora CBA-3070 para separar el butano. El butano obtenido por el tope de la Debutanizadora pasa por el aerofriador (Para su condensación), el acumulador de reflujo de la Debutanizadora para su posterior almacenamiento en tanques refrigerados (TKBJ-3010/13010/23010) y/o presurizados (VBA-3215/3220)-Depende de los requerimientos de expendio-, mientras que una parte del butano obtenido es recirculado a la Debutanizadora. El producto de fondo obtenido en la Debutanizadora es almacenado en los tanques de almacenamiento de condensado TKBJ-23000.

“Tomar en cuenta que de igual manera ocurre el mismo proceso en la segunda y tercera unidades de Fraccionamiento de Gas Natural”.

3) Fase de Topping (FOP3)

Esta fase de operación separa el condensado proveniente del fondo de la debutanizadora en las fracciones Nafta, Diesel, Residual y gas no condensable. Esta Fase opera de la Siguiete manera:

Almacenamiento y Bombeo de Condensado

El condensado proveniente del fondo de la debutanizadora es almacenado en el tanque TKBJ-3000; luego mediante las bombas de carga PBB-1030/1035 es bombeado a través de las subfases de Pre calentamiento y Destilación.

Pre calentamiento

La carga es pre calentada en los intercambiadores de calor con los vapores de Nafta en el EBG-4030 y con Diesel de producción en el EBG-4040.

Posteriormente, la carga es parcialmente vaporizada en el horno MAP 5000, que dispone de cuatro pasos.

El flujo de la corriente de carga, antes de la entrada al horno se reparte en los cuatro pasos, en donde se mezcla con la recirculación de residuo del fondo de la columna CBA-3075, el cual también se reparte en partes iguales. Los flujos deben mantenerse iguales y constantes para cada paso del horno.

La carga total es calentada en el horno desde aproximadamente 365°F hasta 500°F y a esta temperatura ingresa a la zona de vaporización de la columna CBA-3075 de la subfase de Destilación.

La temperatura de salida del horno se puede variar modificando la cantidad de combustible a los quemadores.

El calor producido por el quemado del combustible se transfiere al condensado de tres maneras: por radiación, por convección y por conducción.

Radiación.- Ocurre en la cámara de combustión donde la superficie de los tubos esta expuesta a las llamas de los quemadores. La mayor parte de la transferencia de calor en el horno se lleva a cabo en la zona de radiación.

Convección.- Ocurre cuando los gases calientes fluyen desde el hogar hacia la chimenea. Los tubos absorben el calor al paso de los gases calientes. Este se conoce como calor de convección.

Conducción.- Ocurre cuando se transfiere calor desde la cara exterior del tubo al condensado que fluye en el interior del mismo.

Destilación

La columna CBA-3075 ha sido diseñada para trabajar de dos formas de operación: Operación Diesel y Operación Turbo. Desarrollaremos el modo de operación diesel que es el modo actual de operación.

El condensado proveniente del horno MAP-5000 (Subfase de calentamiento) viene con una temperatura entre 390-420 temperatura en la cual la mayoría de sus componentes están vaporizados, e ingresa por la parte inferior del plato 46 a la columna CBA-3075.

Al ingresar, la Fase vapor asciende a través de los platos de la columna, en contracorriente con el reflujo interno en fase líquida que desciende de los platos superiores. El contacto líquido – vapor mejora la distribución de los hidrocarburos y equilibrio en cada uno de los platos, reteniendo los pesados en los platos inferiores y los livianos en los platos superiores y tope. Esto significa que en el interior de la columna se produce un intercambio de masa y equilibrio en cada uno de los platos que permite distribuir los cortes en la columna de acuerdo al peso de sus componentes.

La extracción de productos se da en la siguiente forma:

- Por la parte superior de la columna CBA-3075 se extraen los vapores de tope, constituido por el corte de nafta. Estos vapores ceden parte de su calor al Condensado, intercambiando calor en el EBG-4030. Por el lado casco circulan los vapores de Nafta y por el lado tubos la carga de Condensado.

Luego, los vapores de Nafta ingresan por los tubos del aerofriador EAL-4530 donde son enfriados por aire forzado que circula por la parte externa.

Luego, la Nafta condensada es recogida en el acumulador VBA-3140, donde ya en fase líquida, es extraída por una de las bombas PBB-1040 o

PBB-1045, una en servicio continuo y una en Stand by. El flujo de Nafta se divide en dos corrientes:

1. Una parte es enviada como reflujo externo al tope de la columna CBA-3075, para mantener el equilibrio térmico en la columna CBA-3075. Este reflujo externo, junto con el de Diesel y los hidrocarburos pesados de la fase vapor que se van condensado en cada plato, constituyen el reflujo interno de la columna, que desciende y se encuentra en contracorriente con los vapores que ascienden.

2. La otra parte constituye la producción de Nafta, que ingresa por el aerofriador EAL-4550 para enfriarse nuevamente y luego ir al tanque de almacenamiento TKBJ-3020 / TKBJ-13020.

A la producción de Nafta se le incluye periódicamente una cantidad calculada de butano producción, con el fin de mejorar la calidad en relación a la presión de vapor Reid.

Después del aerofriador EAL-4550 existe una línea de recirculación de Nafta hacia el tanque de alimentación TKBJ-3000, para retornar a este tanque cuando el producto se encuentra fuera de especificación o en casos de arranque o parada de planta.

- Por el plato tipo chimenea ubicado entre los platos #37 y #38, se extrae el corte de Diesel primario, con las bombas PBB-1080 o PBB-1085, operando una en forma continua y una en stand by.

Esta corriente alimenta a la columna CBA-3080 de la subfase de Agotamiento para poner en especificación el Diesel

□ Por el plato tipo chimenea ubicado entre los platos #23 y #24, se tiene previsto a futuro extraer por gravedad el corte de Turbo y descargarlo al agotador CBA-3080.

Se dispone de dos líneas de gas de blanketing para mantener la presión deseada en el sistema de tope y en la columna CBA-3075 en caso de baja presión:

1. Línea de Gas controlada con la PCV-3075B con un set de 1 psig, que ingresa en la línea de 4" de venteo al flare del acumulador VBA-3140, en un lugar cercano al mismo acumulador.

2. Línea de Gas controlada con la PCV-3075 con un ser de 5 psig, que ingresa en la línea de 20" de carga de Condensado a la CBA-3075, en un lugar cercano a la misma columna.

El residuo acumulado en los fondos es extraído y bombeado por las bombas PBB-1050 o PBB-1055, una en servicio continuo y una en Stand by, a cada uno de los cuatro pasos del horno MAP-5000. Cuando este nivel de fondos supere un valor razonable entre 30 – 40 %, se envía a dos lugares:

1. Al tanque Slop TKBJ-3060, para ser retirado con camiones cisterna y vendido para mezclas en otros terminales de combustibles, o planta de tratamiento de efluentes líquidos.

2. Integración al Diesel de producción, de tal forma que se minimice el volumen a retirar con camiones cisterna. El volumen de Slop que puede recibir el Diesel depende de que tanto puede afectar este producto las especificaciones del Diesel en cuanto a color y carbón.

Adicionalmente se dispone de una línea de recirculación de fondo de la columna CBA-3075 hacia el tanque de alimentación TKBJ-3000 para ser utilizada en arranque y parada de planta.

Se dispone de una línea de 1" que deriva la producción de fondo de topping al stripper para su rectificación final.

Agotamiento

Los componentes ligeros contenidos en el Diesel son retirados en la Columna de agotamiento CBA-3080, por medio del calentamiento del Diesel en el

Reboiler lateral EBG-4085. El calor en este Reboiler lo proporciona el aceite térmico del Sistema de Hot Oil.

El Diesel primario de la descarga de la bomba PBB-1080 o PBB-1085, ingresa por el tope de la CBA-3080, descendiendo a través de los platos hasta el plato #16 del tipo extracción total, para ingresar al reboiler EBG-4085 y retornar a mayor temperatura por la parte inferior de la línea de extracción.

Este retorno a mayor temperatura, vaporiza parte de los componentes livianos que asciende hacia la parte superior de la columna CBA-3080, fluyendo en contracorriente con el líquido que desciende. Los vapores del tope de la columna CBA-3080 se retornan nuevamente a la columna de destilación CBA-3075 para mejorar el fraccionamiento en la misma. La Fase líquida que retorna desciende, siendo extraída por una de las bombas PBB-1070 o PBB-1075, una en servicio continuo y una en Stand by.

Luego, la corriente de Diesel ó MDBS ingresa por el lado casco del EBG-4040 para ceder parte de su calor a la corriente de Condensado, luego ingresa por los tubos del aerofriador EAL-4570 donde es enfriado con aire forzado que circula por el exterior de los tubos. La corriente que sale del aerofriador se divide en dos corrientes:

1. Una parte es enviada como reflujo externo a la columna CBA-3075, por el plato chimenea, entre los platos #37 y #38, pero por un costado del mismo, sin descargar en el mismo plato tipo chimenea. Este reflujo externo mantiene el equilibrio térmico en la columna CBA-3075, y junto con el de Nafta y los

hidrocarburos pesados de la fase vapor que se van condensado en cada plato, constituyen el reflujo interno de la columna, que desciende y se encuentra en contracorriente con los vapores que ascienden.

2. La otra parte constituye la producción de Diesel ó MDBS que va al tanque de almacenamiento TKBJ-3030 / TKBJ-13030. Existe una línea de recirculación hacia el tanque de alimentación TKBJ-3000, para retornar a este tanque cuando el producto se encuentra fuera de especificación o en casos de arranque o parada de planta.

“Tomar en cuenta que de igual manera ocurre el mismo proceso en segunda y tercera unidades de Destilación Primaria”.

4) Unidad de Refrigeración

Pre-enfriamiento (Pre-cooling):

El objetivo de Pre-cooling es enfriar el propano y butano, provenientes de los tres trenes de Fraccionamiento, como de las unidades de recuperación de vapor (VRU), ingresando a los pre-chillers EBG-1998A/B y EBG-2998A/B. El sistema refrigerante del Pre-cooling (lado refrigerante) está compuesto por tres (03) compresores tipo tornillo (KBA-19000/19001/29000) con su respectivo separador de succión (VBA-19000/19001/29000), filtros (F-19000/19001/29000). Los compresores KBA-19000 y KBA-19001 (Uno está en reserva, mientras que el otro se encuentra en operación), tienen el uso en común el aeroenfriador EAL 19000A/B/C/D y el acumulador de fluido refrigerante VBA-19025.

El compresor KBA-29000 está asociado al aerofriador EAL 29000A/B/C/D y el acumulador de fluido refrigerante VBA-29025, teniendo como reserva al compresor KBA-19001.

Refrigeración:

El sistema de refrigeración tiene por objetivo, refrigerar el propano y butano provenientes de los pre-chillers EBG-1998A/B y EBG-2998A/B, la cual está compuesta por un chiller de alta presión (EBG-4005/4020, EBG-14005/14020 y EBG-24005/24020) y otro de baja presión (EBG-4010/1410/24010).

El sistema de refrigeración (del lado refrigerante) cuenta con cuatro (04) compresores centrífugos (KBA-2015/2025, KBA-2020/2030, KBA-12015/12025, KBA-22015/22025) con sus respectivos separador líquido-vapor de succión (VBA-3240, VBA-3241, VBA-13240, VBA-23240), separador líquido-vapor interetapa (VBA-3245, VBA-3246, VBA-13245, VBA-23245) y filtro de aceite asociado (F-2027, F-2032, F-12027, F-2202).

El sistema de refrigeración (del lado refrigerante) cuenta con tres trenes (operando uno en reserva), contando a su vez con tres aerocondensadores (EAL-4590, EAL-14590, EAL-24590) y su respectivo acumulador de líquido refrigerante (VBA-3235, VBA-13235, VBA-23235), con particularidad de una operación flexible de enviar el propano y butano (proveniente de la Unidad de Fraccionamiento 1) al EBG-998 (Caja fría) antes de ir al EBG-1998 A/B.

5) Tanques de almacenamiento refrigerados

Estos tanques refrigerados almacenan propano (TKBJ-3005/13005/23005) y butano (TKBJ-3010/13010/23010) en estado líquido operando a temperaturas bajas y presiones cercanas a la atmosférica, utilizando Blanketing de gas natural para mantener la estabilidad de operación de los tanques.

Almacenaje Refrigerado de Propano:

Los tres tanques de almacenamiento de propano TKBJ-3005/13005/23005 (Presión de diseño: 2psig) tienen una capacidad de 189000 Bbl cada una, operando a una temperatura de -47°F y la presión entre 0.25 y 1.5psig, estando conectados a la Unidad de recuperación de Vapor (VRU) -en caso de falla de VRU, los tanques cuentan en común con un sistema de venteo de baja presión- y entre sí mismos derivándose el producto a otro tanque en caso de estar en la condición de muy alto nivel.

Para un control de operación de los tanques desde sala de control, estos cuentan con:

- Indicadores de Nivel
- Indicadores de Presión
- Indicadores de Temperatura
- Transmisores de Presión
- Switches de muy alto nivel
- Válvulas de seguridad

- Válvulas de presión y vacío

Los tanques TKBJ-13005 y TKBJ-23005, poseen dos transmisores de nivel.

Los cimientos de los tanques TKBJ-3005/13005/23005, están provistos con un sistema de calefacción con sus respectivas alarmas.

Almacenaje Refrigerado de Butano:

Los tres tanques de almacenamiento de propano TKBJ-3010/13010/23010 (Presión de diseño: 2psig) tienen una capacidad de 94347 Bbl cada una, operando a una temperatura de 19°F y la presión entre 0.25 y 1.5psig, estando conectados a la Unidad de recuperación de Vapor (VRU) -en caso de falla de VRU, los tanques cuentan en común con un sistema de venteo de baja presión- y entre sí mismos derivándose el producto a otro tanque en caso de estar en la condición de muy alto nivel.

Para un control de operación de los tanques desde sala de control, estos cuentan con:

- Indicadores de Nivel
- Indicadores de Presión
- Indicadores de Temperatura
- Transmisores de Presión
- Switches de muy alto nivel
- Válvulas de seguridad
- Válvulas de presión y vacío

Los tanques TKBJ-13010 y TKBJ-23010, poseen dos transmisores de nivel

6) Unidad de Recuperación de Vapor

Esta Unidad tiene por objetivo recuperar el propano y el butano en su estado de vapor que se genera en los tanques de almacenamiento refrigerado TKBJ-3005/13005/23005 (para el propano), TKBJ-3010/13010/23010 (para el butano).

Para el sistema de recuperación de vapores de propano, se cuenta con tres trenes de compresión (KBA-2000/12000/22000), las cuales cuentan con sus respectivos separadores de succión (VBA-2000/12000/22000), filtros (F-2001/12001/22001), condensadores (EAL-4060/14060/24060) y acumuladores de condensados de propano (VBA-3170/13170/23170), para luego ser enviado al sistema de refrigeración y posterior almacenaje. Para el sistema de recuperación de vapores de butano, se cuenta con dos trenes de compresión (KBA-2010/12010), las cuales cuenta con sus respectivos separadores de succión (VBA-3160/13160), filtros (F-2011/12011), condensadores (EAL-4080/14080) y acumuladores de condensados de butano (VBA-3180/13180), para luego ser enviado al sistema de refrigeración y posterior almacenaje.

Esta unidad cuenta con un tren en Stand By, la cual puede alternar a los compresores del sistema de recuperación de vapor tanto para el propano como para el butano (Según el requerimiento operativo), este tren está compuesto por

el compresor KBA-2005, contando con su respectivo separador de succión (VBA-3155), filtro (F-2006) y condensador (EAL-4070), descargando los productos condensados a los acumuladores de condensados de butano o de propano según su operatividad.

7) Almacenamiento Presurizado

Almacenamiento Presurizado de Propano:

Los recipientes de almacenamiento de alta presión de propano (VBA-3190/3195/23200/23205), almacenan propano proveniente de la tienen la capacidad de almacenaje de 60 000 US gal cada uno y su presión de diseño es de 250 psig. Las condiciones de operación de los recipientes está en función de la temperatura de ambiente (La presión puede variar de 86 psig-150 psig).

Los recipientes cuentan con:

- Válvulas de control de sobrepresión
- Controlador de presión

Almacenamiento Presurizado de Butano:

Los recipientes de almacenamiento de alta presión de butano (VBA-3215/3220), tienen la capacidad de almacenaje de 60 000 US gal cada uno y su presión de diseño es de 250 psig.

Las condiciones de operación de los recipientes está en función de la temperatura de ambiente (la presión puede variar de 13 psig-33 psig).

Los recipientes cuentan con:

- Válvulas de control de sobrepresión
- Controlador de presión

8) Unidad de Carga de Camiones

Los productos cargados a camiones son el propano y butano almacenados en recipientes de alta presión, y el diesel almacenado a presión atmosférica.

La Unidad de Carga de Camiones esta provista por tres islas de carga y una cuarta a futura, mientras que para el diesel cuenta con dos islas con proyección a cuatro. La venta de propano y butano en camiones se realiza por peso para lo cual se cuenta con las balanzas MZZ-6045 A/B/C/D para cada isla; para el cumplimiento de las especificaciones de los productos se cuenta un módulo de inyección odorizante SKZZ-6510 para el cargadero de propano-butano, en la isla MZZ-6040 se cuenta con conexiones para la instalación de un filtro futuro (para adsorber los mercaptanos que hayan quedado en la línea) en caso que se requiera producto sin odorizante. La inyección de odorizante se realiza a razón de 1lb por cada 10 000 galones de GLP (mezcla de propano y butano) como mínimo. El cargadero de diesel cuenta con dos islas actualmente cargando por “top loading” como por “bottom loading”, mientras que las dos islas futuras están diseñadas para cargar por “bottom loading”. La venta de diesel se realiza por volumen, por lo que se cuenta con un medidor de caudal tipo turbina; para el cumplimiento de las especificaciones de los productos de acuerdo a cinco potenciales clientes se cuenta con cinco módulos de inyección de aditivo

MZZ6275/6280/6285/6290/6295 contando con su bomba de inyección respectiva. La inyección de aditivo mejorador de Numero de cetanos y colorante se realiza a la cantidad de producto cargado al camión a razón de 0,25 a 0,75 litros por cada 1 000 galones de diesel.

9) Almacenamiento atmosférico

Los tanques TKBJ-3030/13030/23030 de almacenamiento de Diesel/MDBS provenientes de la Unidad de Topping 1,2 y 3, operan a temperatura y presión ambiental, contando con una secuencia de aperturas y cierre de las válvulas de llenado y vaciado correspondiente a cada tanque, en función a la estrategia de la planta. En caso de señal de alarma de muy alto nivel en el tanque TKBJ-3030, se habilitan la alimentación de los tanques TKBJ-13030/23030 y cierre de la alimentación del tanque TKBJ-3030; de forma similar en caso de señal de alarma de muy alto nivel en el tanque TKBJ-13030, se habilitan la alimentación de los tanques TKBJ-3030/23030 y cierre de la alimentación del tanque TKBJ-13030; para el caso de señal de alarma de muy alto nivel en el tanque TKBJ-23030, se habilitan la alimentación de los tanques TKBJ-3030/13030 y cierre de la alimentación del tanque TKBJ-23030. Para el caso de muy bajo nivel de los tanques TKBJ-3030/13030/23030 se produce el paro de las bombas PBB-11410/11415 y PBB-1175/1180, desde el SSS dependiendo de la bomba que este prestando servicio. Para el mejor control de los tanques estos cuentan con:

Tanque TKBJ-3030 (Techo flotante):

- Transmisor de nivel

- Alarmas de muy alto nivel
- Alarmas de muy bajo nivel

Tanque TKBJ-13030 (Techo fijo):

- Transmisor de nivel
- Alarmas de muy alto nivel
- Alarmas de muy bajo nivel

Tanque TKBJ-23030 (Techo fijo):

- Transmisor de nivel
- Alarmas de muy alto nivel
- Alarmas de muy bajo nivel

Bombas PBB-1175/1180 (Centrifugas – 450 gpm):

- Indicadores de presión diferencial
- Visores de nivel

Bombas PBB-11410/11415 (Centrifugas – 1750 gpm):

- Indicadores de presión diferencial
- Visores de nivel

10) SERVICIOS

En la Planta de Fraccionamiento se consideran los siguientes sistemas de servicios:

- Sistema de Refrigeración.
- Sistema de Gas Combustible.
- Sistema de Hot Oil.

- Sistema de Drenajes.
- Sistema de Flare de Alta y Baja Presión.
- Sistema de Contra Incendio.
- Sistema de Diesel Combustible.
- Sistema de Generación y Distribución Eléctrica.
- Sistema de Aire de Instrumentos y Servicios.
- Sistema de Agua Potable.

Sistema de Refrigeración (FOP4A)

Este Sistema enfría las corrientes de producción de propano y butano para ser almacenadas en sus respectivos tanques de almacenamiento refrigerado.

Este sistema utiliza propano como agente refrigerante y es un circuito cerrado típico de refrigeración de cuatro etapas: Expansión, evaporación, compresión y condensación.

SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE (FOS1)

Este sistema nos permite acondicionar el gas natural proveniente del gasoducto proveniente de Malvinas para luego ser distribuido y usado como gas combustible en la generación de calor, de electricidad y en el control de presión de algunos sistemas del proceso.

El Gas Combustible luego de pasar por un filtro ingresa a la red de distribución de gas combustible que consta de dos redes: una de baja presión y otra de alta presión.

El gas de Baja Presión (100 psig), se utiliza en los hornos para la generación de calor y en algunos sistemas para el control de presión.

El gas de alta presión (240 psig), se utiliza para la generación de electricidad en los turbogeneradores.

SISTEMA DE HOT OIL (FOS2)

Este sistema sirve para suministrar el calor requerido a los reboilers de las fases de Fraccionamiento de LGN y Topping, utilizando como fluido de calentamiento aceite térmico (Hot Oil).

SISTEMA DE DRENAJES (FOS3)

Este sistema nos permite coleccionar líquidos y vapores provenientes del purgado de todos los sistemas de la Planta de Fraccionamiento de LGN de Pisco para acondicionarlos, y descargar dichos efluentes dentro de las especificaciones requeridas, para no afectar el medio ambiente.

El sistema de drenajes esta dividido en subsistemas independientes que se caracterizan por el tipo de descarga que tratan, es así como tenemos:

Drenaje frío cerrado; se llama al que colecta y acondiciona fluidos que disminuyen su temperatura, como consecuencia de una depresurización.

Drenaje cerrado; colecta líquidos de recipientes a presión.

Drenaje de aceite lubricante; colecta aceite lubricante de cada uno de los compresores y generadores de energía.

Drenaje abierto; colecta de los distintos equipos de toda la planta. Cada línea tiene sellos hidráulicos que no permiten el ingreso de gases a la red de drenaje.

Drenaje de agua contaminada; colecta en drenajes tanto el agua de lluvia como el agua que pueda provenir del uso del sistema contra incendio.

SISTEMA DE FLARE DE ALTA Y BAJA PRESIÓN (FOS4)

El sistema de Flare de Alta y Baja Presión proporciona a la planta el equipamiento necesario para el alivio de los desfogues y venteos de válvulas de seguridad y otros equipos del proceso, la recuperación de los líquidos que pudieran ser arrastrados al sistema, y el quemado eficiente y seguro de los gases no condensables para minimizar su impacto en el medio ambiente.

SISTEMA CONTRA INCENDIO (FOS5)

Este sistema nos permite la detección y extinción de incendios que se pudieran producir en la Planta de Fraccionamiento.

La finalidad del sistema contra incendio es proteger la integridad física de las personas e instalaciones de la Planta de fraccionamiento de LGN, por medio de la detección a tiempo de las condiciones de incendio y su eliminación, haciendo énfasis en la protección del medio ambiente.

Los detectores de mezclas explosivas y de fuego envían su señal al SSS (sistema de paro de planta por seguridad)

Este sistema cuenta con un tanque de almacenamiento de agua de contra incendio que garantiza el abastecimiento durante un evento de incendio a

través de cuatro bombas contra incendio, asimismo cuenta con dos bombas Jockey para mantener presurizada la red contraincendio en 150 psig.

2.3 Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de Líquido de gas natural

2.3.1 Descripción de las instalaciones de la Unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural

TABLA N°2.2
EQUIPOS DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA DE UNA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDO DE GAS NATURAL

Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> ✓ TKBJ-3000/13000/23000 Tanques de Condensado. ✓ PBB-1030/1035/11030/11035/21030/21035 Bombas de Carga.
Calentamiento	<ul style="list-style-type: none"> ✓ EBG-4030/14030/24030 Intercambiador de precalentamiento de condensado con Nafta. ✓ EBG-4040/14040/24040 Intercambiador de precalentamiento de condensado con Diesel ✓ MAP-5000/15000/25000 Horno de Calentamiento de condensado.
Destilación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ CBA-3075/13075/23075 Columna de fraccionamiento ✓ EAL-4550/14550/24550 Enfriador de Nafta ✓ EAL-4580/14580/24580 Enfriador de Fondos ✓ EAL-4530/14530/24530 Condensador de Nafta ✓ VBA-3140/13140/23140 Acumulador de Nafta ✓ PBB-1040/1045/11040/11045/21040/21045 Bomba de Reflujo de Nafta ✓ PBB-1050/1055/11050/11055/21050/21055 Bomba de Fondos ✓ PBB-1080/1085/11080/11085/21080/21085 Bomba de alimentación a la Columna de Agotamiento.
Agotamiento	<ul style="list-style-type: none"> ✓ CBA-3080/13080/23080 Columna de Agotamiento ✓ EBG-4085/14085/24085 Reboiler de Diesel ✓ PBB-1070/1075/11070/11075/21070/21075 Bombas de extracción de Diesel ✓ EAL-4570/14570/24570 Aero enfriador de reflujo y producción de Diesel

Fuente: Elaborado en base a la bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION.
Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural – Playa Lobería – Pisco” /
Capítulo 2. Descripción del Proyecto

✓ **Tanque de Condensados TKBJ-3000** (igual al tanque TKBJ-13000 y

23000): Tanque atmosférico de techo fijo con sábana flotante interna. Los datos de diseño son:

Capacidad nominal: 14 772 Bls (diseño)

- Capacidad neta: 14 573.16 Bls (operativo)
- Tipo: IFTR, Tanque de techo flotante interno.
- Velocidad máx. Ingreso: 739 gpm (25 337.14 Bls/día)
- Velocidad máx. Salida: 894 gpm (30 651.42 Bls/día)

Los datos operativos son:

- Máximo llenado: 39' 9 3/8" (12.13 m), equivalente a 11,763.2 Bls.
- 80 % de la capacidad operativa.
- LSHH-3000: El Switch por Muy Alto Nivel esta a 45', equivalente a 13.72 m.
- Mínimo nivel: 4' (1.22 m), equivalente a 1,192 Bls.
- LSL-3000: El Switch por Muy Bajo Nivel esta a 3' 7 7/8", equivalente a 1.11 m.
- Zona crítica: 6' 1 3/8" 5' 2 5/8"
- Cuenta con anclaje y sistema de protección catódica.

El tanque cuenta con los siguientes instrumentos:

Medidor de nivel LT-3000:

Constituido por un medidor Endress+Hauser (Varec 2500) y un transmisor Endress+Hauser. Sensa el nivel a partir de un elemento flotante en la superficie del líquido que asciende o desciende, transmitiendo este movimiento mediante

una cinta que acciona una rueda dentada que esta conectado a un mecanismo de conteo en la parte externa del tanque.

Switch de alto nivel LSHH-3000, y bajo nivel LSSL-3000:

Interruptor de nivel del tipo boya flotante, marca Magnetrol, tipo Tuffly II. Es un accesorio de montaje horizontal que tiene una boya cuya acción basculante debido al incremento o descenso del nivel de producto, ocasiona que dos elementos magnéticos cierren o corten un interruptor.

Indicador local de temperatura, TI-3000:

Indicador de temperatura de lectura local del tipo bimetálico.

Sistemas contraincendios:

El tanque TKBJ-3000 tiene una cámara de espuma y 04 hidrantes de agua en la zona del dique estanco. Estos equipos son parte del sistema de contraincendios que se activan en caso de siniestros.

✓ **Bombas de Carga PBB-1030/1035** (igual a las bombas PBB 11030/11035/21030 y 21035)

Bomba:

- Tipo: Centrífuga horizontal
- Tamaño y tipo: 4 x 6 - 13
- Velocidad de flujo: 900 gpm (30857.14 Bls/día)
- Presión: 147 psid

Motor:

- Potencia: 150 Hp
- RPM: 3,600 rpm
- Alimentación 480 Volts, 3 fases, 60 Hz
- Corriente, FLA: 160 A
- Temperatura: 176 oF (80 oC) en operación
- Carcasa: IP 55
- Área: Clase 1, Div. 2, Grupo C & D

✓ **Horno de Condensado MAP-5000** (igual a los hornos MAP-15000 y 25000):

Es un horno de tipo cilíndrico vertical de tiro natural, con zona convectiva y radiante. Consta de seis quemadores ubicados en la base, de acción vertical hacia arriba. Los quemadores pueden operar con Gas Combustible o Diesel 2.

Cuenta con un sistema automático para encendido de quemadores y con un sistema de seguridad para protección del equipo. Los datos de diseño son:

Horno:

Fabricante Horno: Optimized Process Furnaces INC, USA

Duty: 72.4708 MM BTU/hr

Caída de presión:

- 65 psi, permitido
- 67 psi, calculado

Condiciones ingreso:

- 356 °F
- 102 Psig
- 425,561 Lb/hr, Líquido
- 43,798 Lb/hr, vapor

Condiciones salida:

- 500 °F
- 35 Psig
- 152,199 Lb/hr, Líquido
- 317,159 Lb/hr, vapor

Tubos zona radiante:

- SA 106, Gr B
- 6.625" diámetro externo
- 0.28" espesor
- 56 tubos
- 599 °F, máx. temperatura
- 700 °F, temp. de diseño

Tubos zona choque:

- SA 106, Gr B
- 6.625" diámetro externo
- 0.28" espesor
- 16 tubos

Tubos zona convectiva:

- SA 106, Gr B
- 6.625" diámetro externo
- 0.28" espesor
- 40 tubos

Quemadores:

Cantidad: 6

Panel local:

El panel local esta diseñado para arranque, paro y monitoreo de la operación del horno en forma automática. Las características principales de este panel son:

- Posee un PLC de tipo SLC 500 que efectúa la acción de control y recibe las señales de los sensores del horno.

Se comunica con el PCS mediante el protocolo Ethernet, de tal forma que se puedan monitorear las condiciones de operación y status del horno en la Sala de Control.

- Todos los accesorios están diseñados para un área clase 1, división 2.
- La alimentación al panel es de 220 VAC.

Internamente posee un transformador a 24 VDC para ciertos instrumentos.

- Posee 6 sensores de llama (uno por cada quemador) que trabajan por el principio de luz UV emitida por las llamas de los quemadores.

Tienen la siguiente especificación:

- Fabricante: Fireye
- Tipo: 65UV5-1000

- Alimentación: 24 VDC +/- 10%
- Clasificación Área: Clase 1, Div. 2
- Grupo A, B, D y D
- Ambiente: Nema 4X, IP66

El sensor utiliza un ojo sensor de radiación UV, consistente en tubo sensor sellado y relleno con gas conteniendo dos electrodos conectados a una fuente de voltaje DC.

Cuando la radiación UV llega a los electrodos, se emiten electrones existiendo un flujo de corriente en el gas y entre los electrodos a través del gas. El flujo de corriente que se inicia y termina se denomina “avalancha”, una muy intensa fuente de radiación UV producirá cientos de avalanchas” o pulsos por segundo. Con menos radiación, se producirá menos y pocos pulsos, hasta que la desaparición de la llama lleva a cero pulsos o “avalanchas”.

De esta forma la presencia o ausencia de pulsos es un indicador de presencia o ausencia de llama, y la frecuencia de los pulsos es una medida de la intensidad de la llama.

- Todo arranque del horno es local, con una secuencia automática que se inicia cuando el operador presiona el botón de Start en el panel local. Adicionalmente se posee la opción Hot Start por quemador, que consiste en un arranque manual.
- El encendido de los pilotos de gas, previo al encendido de los quemadores, sean de gas o Diesel, se efectúa en forma remota y automática, con seis ignitores, uno por cada piloto, que son accionados de acuerdo a la lógica del panel local. Estos

ignitores son energizados desde la Junction Box JB-5000, Ignition Junction Box, ubicado al costado del horno.

- El panel local no posee una pantalla de interface con el operador. Posee luces indicadores con alarmas y botones pulsadores para su operación. Las alarmas se listan en 3:151 Dispositivos de Alarma.

Soplador BZZ-6490

Efectúa la acción de barrido de la atmósfera interna del hogar del horno con aire del ambiente, previo al arranque. Es accionado por un motor eléctrico. Su arranque y paro es gobernado por el PLC del panel local. Sus características de diseño son:

Soplador:

Tamaño: 24" – ½

Potencia: 15 HP

- ✓ **Intercambiador de Calor Condensados-Nafta EBG-4030** (igual a los intercambiadores de calor EBG-14030 y 24030)

Intercambiador de calor de Carcasa y Tubos de tamaño 38-240 del tipo AHU, Duty 17.669 MMBTU/h. Diseño del Casco: 100 psig a – 20/350°F, Diseño de Tubos: 215 psig a –20/325°F.

- ✓ **Intercambiador de Calor Condensados-Diesel EBG-4040** (igual a los intercambiadores de calor EBG-14040 y 24040)

Intercambiador de calor de Carcasa y Tubos de tamaño 28-288 del tipo AFU, Duty 14.793 MMBTU/h.

Diseño del Casco: 175 psig a – 20/600°F, Diseño de Tubos: 215 psig a – 20/350°F.

✓ **Columna de Fraccionamiento CBA-3075** (igual a las Columnas de Fraccionamiento CBA-13075 y 23075)

Es un recipiente cilíndrico de 144" de diámetro interno por 109 pies de altura, interiormente cuenta con 46 platos de válvulas y cuenta sólo con dos secciones funcionales. El punto en el cual la alimentación entra se conoce como sección de vaporización instantánea y los platos por encima del punto de entrada de la alimentación se conoce como sección de rectificación o fraccionamiento.

En este caso la alimentación ingresa por el fondo de la columna (debajo del plato #46).

En la zona de rectificación, del plato N°1 hasta el N°37, los platos de válvulas tienen un conjunto de copillas de válvulas fijas MVG en cada plato (3 081), del plato N°38 hasta el N°46 los platos de válvulas tienen un conjunto de copillas de válvulas BDH en cada plato (1 111), las cuales se mueven hacia arriba y hacia abajo dependiendo del volumen de vapores que asciende por la columna. Adicionalmente cuenta con platos de extracción de Turbo y Diesel que son del tipo chimenea. Donde, el plato chimenea de Turbo se encuentra entre los platos # 23 y 24 y el plato chimenea de Diesel entre los platos # 37 y 38 de la columna.

✓ **Aeroenfriador EAL-4530** (igual a los Aeroenfriadores EAL-14530 y 24530)

Condensador de tope de la Torre de Nafta

- Duty: 63590 MBTU/Hr
- Tubos: 100 psig @ 300°F
- Motor: 8 unidades
- Potencia: 15 HP cada uno

✓ **Aeroenfriador EAL-4550** (igual a los Aeroenfriadores EAL-14550 y 24550)

Enfriador de producción de Nafta

- Duty: 2272 MBTU/Hr
- Tubos: 175 psig @ 350°F
- Motor: 2 unidades
- Potencia: 10 HP cada uno

✓ **Aeroenfriador EAL-4580** (igual a los Aeroenfriadores EAL-14580 y 24580)

Enfriador de corriente de residuo

- Duty: 6295 MBTU/Hr
- Tubos: 175 psig @ 650°F
- Motor: 2 unidades
- Potencia: 20 HP cada uno (compartidos con el EAL-4570)

✓ **Acumulador VBA-3140** (igual a los Acumuladores VBA-13140 y 23140)

Acumulador de producto de tope

- Dimensiones: 96" diámetro interno x 32' 0" largo
- Casco: 100 psig @ 300°F

✓ **Bombas de fondos de la columna de fraccionamiento PBB-1050/1055**

(igual a las bombas PBB- 11050/11055/21050 y 21055)

Bombas de extracción de fondos de la columna CBA-3075, y recirculación de a través del horno.

Bomba

- Tipo: Centrífuga vertical
- Tamaño y tipo: 4 x 6 x 11
- Velocidad de flujo: 650 gpm
- Presión: 130 psig

Motor:

- Potencia: 100 Hp
- RPM: 3600
- Alimentación: 460Volts. / trifásico / 60 Hz
- Corriente: 110 A
- Temperatura: 80 °C

✓ **Bombas de Reflujo de Nafta PBB-1040/1045** (igual a las bombas PBB-

11040/11045/21040 y 21045)

Bombas de extracción y producción de Nafta.

Bomba

- Tipo: Centrífuga vertical
- Tamaño y tipo: 8 x 8 x 18 VLK-BB
- Rate de flujo: 1,210 gpm

- Presión: 96 psig

Motor:

- Potencia: 150 Hp
- RPM: 1750
- Alimentación: 480Volts. / trifásico / 60 Hz
- Corriente: 170 A
- Temperatura: 176 oF (80 °C) en operación

✓ **Bomba de alimentación a la columna de Agotamiento PBB-1080/1085**

(igual a las bombas PBB- 11080/11085/21080 y 21085)

Bombas de extracción de Diesel del plato 38 de la columna CBA-3075, y alimentación al agotador CBA-3080. Los datos de diseño son:

Bomba

- Tipo: Centrífuga vertical
- Tamaño y tipo: 4 x 6 x 10A VLK-BB
- Velocidad de flujo: 580 gpm
- Presión: 80 psig

Motor:

- Potencia: 75 Hp
- RPM: 3600
- Alimentación 480Volts. / 3 Phases / 60 Hz
- Corriente: 85 A
- Temperatura: 176 oF (80 oC) en operación

✓ **Columna de Agotamiento CBA-3080** (igual a las Columnas CBA-13080/23080)

Es un recipiente cilíndrico de 66" de diámetro interno por 54 pies de altura, interiormente cuenta con 16 platos de válvulas.

Los platos de válvulas tienen un conjunto de copillas de 164 válvulas BDH en cada plato, las cuales se mueven hacia arriba y hacia abajo dependiendo del volumen de vapores que asciende por la columna. El plato de extracción de Diesel es de tipo chimenea.

✓ **Reboiler lateral de Diesel EBG-4085** (igual a los Reboilers EBG-14085/24085)

Reboiler vertical termosifón de carcasa y tubos del tipo BEM. Diseño: casco 150 psi a 650°F, tubos 100 psi a 650°F. Duty: 8.000 MMBtu/h.

Superficie de transferencia: 3688 pies².

✓ **Aeroenfriador EAL-4570** (igual a los Aeroenfriadores EAL-14570 y 24570)

Enfriador de producción de Diesel

Duty: 9694 MBTU/Hr

Tubos: 175 psig @ 650°F

Motor: 2 unidades

Potencia: 20 HP cada uno (compartidos con el EAL-4580)

✓ **Bombas de Extracción de Diesel PBB-1070/1075** (igual a las bombas PBB-11070/11075/21070 y 21075)

Bombas de extracción y producción de Diesel.

Bomba

- Tipo: Centrífuga vertical
- Tamaño y tipo: 4 x 6 x 10 VLK-BB
- Velocidad de flujo: 464 gpm
- Presión: 103 psig

Motor:

- Potencia: 50 Hp
- RPM: 3600
- Alimentación 480Volts. / Trifásico / 60 Hz
- Corriente: 55 A
- Temperatura: 176 °F (80 °C) en operación

**2.3.2 Descripción del proceso de la Unidad de destilación primaria de una
Planta de fraccionamiento de líquido de gas natural**

Su explicación se encuentra en el sub capítulo 2.2.2 en la Descripción del proceso de la Unidad de destilación primaria (véase Figura N°2.6, en la página “79”)

Entradas:

- Condensado proveniente de la Fase de Fraccionamiento de LGN.
- Hot oil para calentamiento y despojamiento de los hidrocarburos livianos del Diesel.

- Gas combustible o Diesel en horno de calentamiento.
- Gas Blanketing
- Aire atmosférico para el enfriamiento y condensación de los vapores.
- Energía eléctrica para el accionamiento de motores de bombas y ventiladores.
- Aire de instrumentos para el funcionamiento de la instrumentación.

Salidas:

- Productos combustibles: Nafta y Diesel.
- Residuo que puede ser enviado a mezcla con el Diesel o al tanque Slop para su posterior comercialización.
- Gases de combustión a la atmósfera.
- Eventualmente se envían pequeñas cantidades de Gas no Condensable al flare.
- Aire caliente de los Aero enfriadores.
- Hot oil a menor temperatura que retorna a su sistema.

La fase de Topping se divide en cuatro sub fases (véase Figura N°2.7, en la página “80”): Almacenamiento, calentamiento, destilación y agotamiento

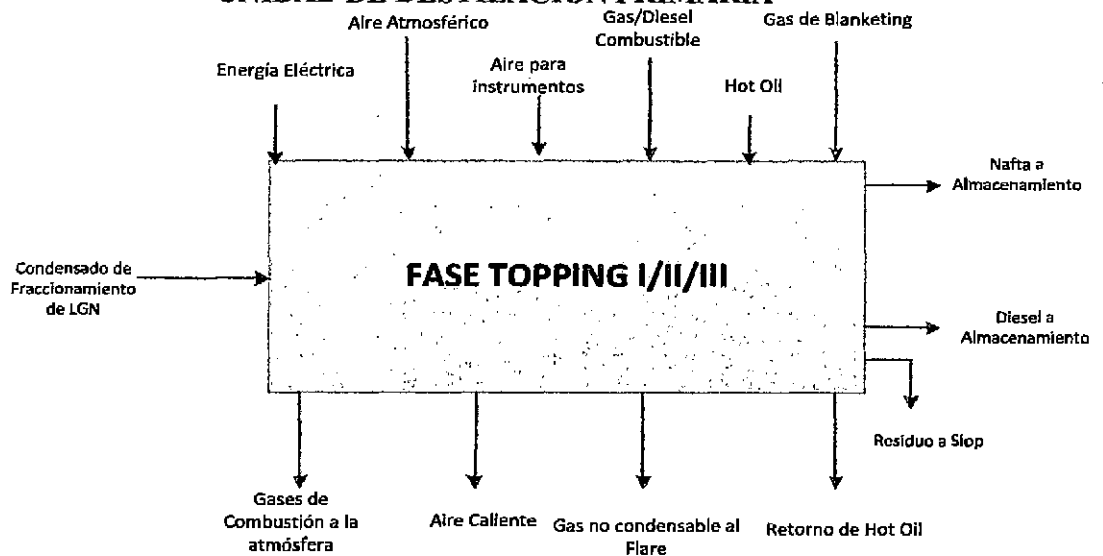
En la sub fase de **Almacenamiento I** el condensado proveniente de la Fase de fraccionamiento es almacenado junto con los productos de recirculación, para ser bombeado en simultáneo a las siguientes sub fases.

En la sub fase de **Calentamiento I** la carga absorbe el calor de los productos de la Nafta y Diesel (precalentamiento), se mezcla con el residuo de la sub fase de destilación y es calentado en el horno.

En la sub fase de **Destilación** el condensado caliente se separa en vapores de Nafta, Diesel primario y residuo que es recirculado a través de la sub fase de Precalentamiento. Los vapores de nafta se condensan y enfrían para enviarse a almacenamiento, mientras que la corriente de diesel primario es enviada a la sub fase siguiente.

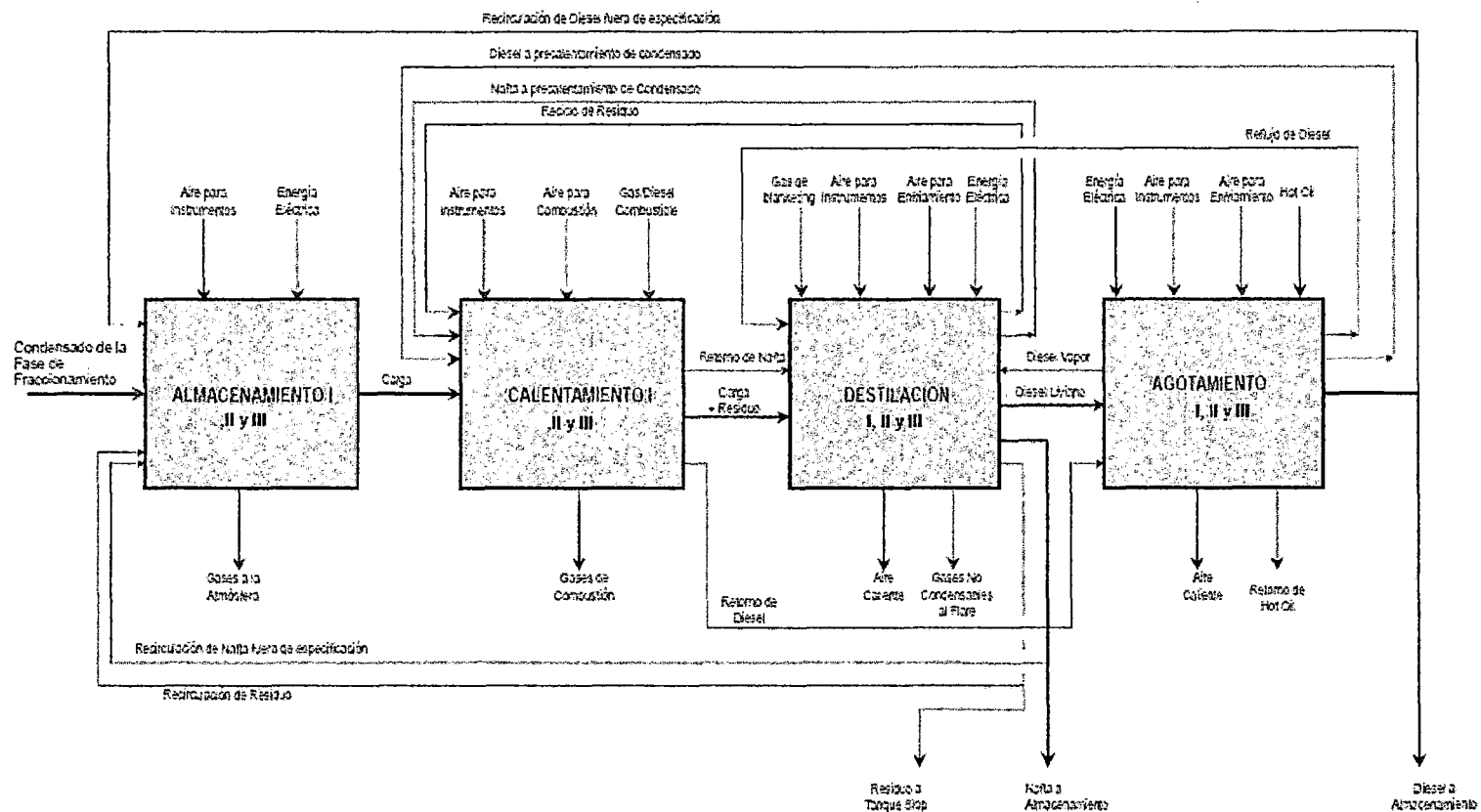
En la sub fase de **Agotamiento** el hot oil suministra el calor para separar los componentes ligeros del diesel primario, los cuales retornan la Fase de Destilación en forma de vapor.

FIGURA N°2.6
DIAGRAMA DE ENTRADAS Y SALIDAS DE MASA Y ENERGÍA DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA



Fuente: Elaborado en base a la bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION. **Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural – Playa Lobería – Pisco** / Capítulo 2. Descripción del Proyecto

FIGURA N°2.7
DIAGRAMA FUNCIONAL DE BLOQUES DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA



Fuente: Elaborado en base a la bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION. **Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural – Playa Lobería – Pisco** / Capítulo 2. Descripción del Proyecto

2.3.3 Características de los fluidos

**TABLA N° 2.3
ESPECIFICACIÓN DEL PROPANO/BUTANO PRODUCTO**

<i>Propiedades</i>	<i>Unidad</i>	<i>Límite</i>	<i>Valor</i>	<i>Método</i>
Presión de Vapor @ 100°F	psig	Max.	208	ASTM D-1267
Residuo Volátil: Temperatura @ 95% de evaporación	°F	Max.	36	ASTM D-1837
Más pesados que pentano	LV %	Max.	2	ASTM D-2163
Corrosión, sobre lámina de cobre	No.	Max.	1	ASTM D-1838
Cantidad de azufre	Ppmw	Max.	140	ASTM D-2784
Contenido de agua (*)			nada	
* La cantidad de agua debe ser lo suficientemente baja como para que no se forme hielo o hidratos en estado refrigerado.				

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

**TABLA N° 2.4
ESPECIFICACIÓN DE LA NAFTA PRODUCTO**

<i>Propiedades</i>	<i>Unidad</i>	<i>Límite</i>	<i>Valor</i>	<i>Método</i>
Gravedad específica (60/60)	-----	Mín.	0.665	ASTM D-1298/4052
Presión de Vapor Reid (RVP)	Psi	Máx.	12	ASTM D-323
Presión de Vapor Reid (Este valor es para el diseño de las unidades de Fraccionamiento y Topping)	Psi	Máx.	7	ASTM D-323
Color	No	Mín.	26	ASTM D-156
Doctor Test			Negativo	UOP-41
Contenido de azufre	Ppm	Máx.	50	ASTM D-4045
Corrosión sobre lámina de cobre	No	Máx.	1 b	ASTM D-130
Destilación				ASTM D-86
Punto de ebullición inicial	°F	Mín.	82.4	
50 LV% Recuperación	°F	Mín.	158	
Punto de ebullición final	°F	Máx.	383	
Contenido de plomo	ppb	Máx.	10	ASTM D-3237
Parafinas	LV %	Mín.	70	ASTM D-5134
Parafinas	LV %	Máx.	85	ASTM D-5134

Olefinas	LV %	Máx.	1	ASTM D-5134
Naftenos	LV %	Mín.	10.5	ASTM D-5134
Naftenos	LV %	Máx.	20	ASTM D-5134
Aromáticos	LV %	Máx.	9	ASTM D-5134
Butano y más livianos	LV %	Máx.	2	

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A

Presión de vapor Reid, PVR

1. El contenido de C4 se controla en el Sistema de Fraccionamiento.
2. El TIC-3075C recibe la señal de temperatura del Plato #5 de la columna CBA-3075 y de acuerdo al Set fijado, acciona al FIC-1040 que actúa a través de la válvula FV-1040 para regular el reflujo de Nafta al tope de la columna.

Destilación ASTM: Temperatura del Punto Inicial de ebullición

Este parámetro se controla en el Sistema de Fraccionamiento, con la mayor o menor segregación de C4 al Condensado.

Destilación ASTM: Temperatura del Punto Final de destilación

Con el TIC-3075C, en forma similar que para el PVR. Ambas propiedades de la Nafta están relacionadas en forma inversamente proporcional.

Contenido de Parafinas, % Vol.

Este parámetro se controla en el Sistema de Fraccionamiento, con la mayor o menor segregación de C4 al Condensado.

**TABLA N°2.5
ESPECIFICACIÓN DEL DIESEL PRODUCTO**

<i>Propiedades</i>	<i>Unidad</i>	<i>Limite</i>	<i>Valor</i>	<i>Método</i>
Color	No	Max	3	ASTM D-1500
Destilación				ASTM D-88
90 LV% Recuperación	°F	Max	540	
Punto de Ebullición Final	°F	Max	725	
Punto de inflamación	°F	Min	125.6	ASTM D-93
Viscosidad @ 100 °F	CSt	Min	1.7	ASTM D-445
	CSt	Max	4.1	ASTM D-445
Punto de escurrimiento	°F	Max	39.2	ASTM D-97
Número de Cetanos		Min	45	D-976
Contenido de cenizas	Mass %	Max	0.01	ASTM D-482
Contenido de carbón Ramsbottom en el 10% del residuo	Mass %	Max	0.35	ASTM D-524
Lámina de Cobre	No	Max	3	ASTM D-130
Contenido de Azufre	Mass %	Max	0.5	ASTM D-129/1552
Agua y Sedimento	LV %	Max	0.05	ASTM D-1796
Estabilidad acelerada	Lb/100 bbl	Max	0.7	ASTM D-2274

Fuente: Pluspetrol Perú corporation s.a

**TABLA N°2.6
ESPECIFICACIÓN DEL MDBS**

<i>Propiedades</i>	<i>Unidad</i>	<i>Limite</i>	<i>Valor</i>	<i>Método</i>
Densidad API@60°F			REPORT	ASTM D-1298
Destilación (@ 760mm Hg)				ASTM D-86
90 LV% Recuperación	°C	Min.	245	
Flash Point, Pensky Martens	°C	Min.	52	ASTM D-93
Viscosidad @40°C	CSt	Min.	1.32	ASTM D-445
Numero de Cetanos		Min.	47	ASTM D-4737
Contenido en sulfuros	ppm	Max.	100	ASTM D-4294

Fuente: Pluspetrol Perú corporatiór

2.3.4 Protecciones Físicas y dispositivos de Seguridad

1 Protecciones físicas de la instalación

Las protecciones físicas que se disponen en la Unidad de destilación primaria de una Planta de fraccionamiento de líquido de gas natural se indican en la Tabla N°2.7 siguiente:

**TABLA N°2.7
PROTECCIONES FÍSICAS DE LA UNIDAD DE DESTILACIÓN
PRIMARIA DE UNA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDO
DE GAS NATURAL**

Ítem	Aspecto	Características	Comentarios
1	Material combustible	En la Unidad de Destilación primaria no existen materiales combustibles	NO
2	Productos combustibles	En la Unidad de Destilación primaria se utilizan otros productos combustibles tales como el Hot oil, Gas combustible o Diesel y Gas Blanketing.	Para calentamiento y despojamiento de los hidrocarburos livianos del Diesel. En horno de calentamiento
3	Equipos eléctricos	Los equipos eléctricos de la planta y cableados se han instalado conforme las normas, los cables están instalados en bandejas y las instalaciones eléctricas son conforme la clasificación eléctrica del área.	SI
4	Llama abierta	En la Unidad de Destilación primaria hay equipos que operan con llama abierta.	En los hornos de condensado y los hornos de aceite caliente (Hot oil) instalación de apoyo.
5	Control de Ignición	En la Unidad de Destilación primaria está restringida la circulación de vehículos. Los motores de las bombas están conforme la clasificación eléctrica del área. Se dispone de pararrayos que cubriendo el área de toda la planta. Los equipos estáticos y motores cuentan con sistema de tierra.	SI
6	Extintores	Se disponen de extintores portátiles de PQS y también de dióxido de carbono o	SI

		producto de sustitución de fluorocarbono como agente extintor.	
7	Prohibición de fumar	La prohibición de fumar se encuentra en vigor en el interior de toda la Planta.	SI
8	Control de fugas	Se dispone de detectores de gas y fuego.	SI
9	Protección de estructuras	Instalación de protección ignífuga, sobre todos los elementos que pudieran ser sometidos a la acción de llamas por escapes encendidos.	SI

Fuente: Elaboración Propia en base a bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION

2 Protecciones de diseño

**TABLA N°2.8
PROTECCIONES DE DISEÑO**

Ítem	Protección de diseño	Comentario	Cumple
1	Protección contra la corrosión.	Las tuberías aéreas de acero al carbono y acero inoxidable cuentan con recubrimiento exterior de pintura. Las tuberías enterradas y los tanques que hacen contacto con el suelo cuentan con protección catódica.	SI
2	Sistemas de enterramiento		SI
3	Espesor de tuberías	Las tuberías de la Planta se han diseñado con un margen adicional de espesor contra la corrosión.	SI
4	Cerca de protección	La Planta cuenta con una cerca de protección en todo su perímetro.	SI
5	Dispositivos para paradas automáticas.	Instalación de automáticos de protección en todas las máquinas rotativas con envío de señales a la sala de control. Normalmente actúan en tres niveles, alarma, parada, descarga de agua contra incendio o gas inerte sobre el equipo.	SI
6	Dispositivos para venteo controlado manual o automático	Instalación de sistemas de antorcha o pozo (Grand flare) de quema para la eliminación segura, de los hidrocarburos provenientes de venteos o descargas de válvulas de seguridad.	SI
7	Sistemas de tierra	Se dispone de un sistema de tierra para instrumentos, tierra de fuerza y además un sistema de pararrayos.	SI

Fuente: Elaboración Propia en base a bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION

3 Protecciones de acuerdo al NFPA

Las instalaciones de la planta han sido auditadas por ABS GROUP en cuanto al cumplimiento de la normativa nacional e internacional. Dicho examen se ha realizado como un paso previo a la puesta en servicio de la planta y se ha realizado a solicitud de OSINERGMIN.

4 Dispositivos de seguridad

Los dispositivos de seguridad instalados en la Unidad de Destilación Primaria de una Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas Natural son los siguientes:

**TABLA N°2.9
DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD**

Item	Protección de diseño	Comentario	Cumple
1	Válvulas de seguridad	Instalación y recalibración periódica de válvulas de seguridad por sobrepresión, en todos los equipos y líneas que lo requieran.	SI
2	Sistema de desfogue y venteo	La planta dispone de un sistema de desfogue, para la colección de drenajes cerrados.	SI
3	Sistemas Vigilancia	La planta cuenta con un sistema de vigilancia con cámaras CCTV ubicadas en lugares estratégicos.	SI
4	Sistemas de Protección	Enclavamiento y corte de emergencia (ESD). Sistema de detección de fuego y gas Sistema contra incendio	SI

Fuente: Elaboración Propia en base a bibliografía de PLUSPETROL CORPORATION

5 Distancias de separación

Distancias de seguridad entre áreas funcionales y entre equipos dentro de cada área, que atenúan las interacciones en caso de incidentes.

2.3.5 Tipo, cantidad y ubicación del equipamiento de detección, alarma y Control de emergencias

1 Equipo de detección, Alarma y control de emergencias

EQUIPOS DE DETECCIÓN:

- Detectores de mezcla explosiva.
- Detectores de fuego.
- Interruptores de paro de emergencia.
- Alarmas manuales.

DETECTORES DE MEZCLA EXPLOSIVA (AD)

- Vida útil del sensor: 5 años.
- Voltaje de alimentación: 24 VDC.
- Consumo de energía: 2W.
- Señal de salida: 4 – 20 mA.
- Resistencia: 800 ohms.
- Rango: 0 – 100% LEL (Lower Explosion Limit).
- Repetitividad: $\pm 0.1\%$.
- Tiempo de respuesta: 0.5 segundos.

- Rango de temperatura atmosférica: -20°C a 40°C.
- Indicación en campo y panel del %LEL.
- Led's indicadores de funcionamiento y falla.

Detectores de mezcla explosiva en la unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de gas natural.

AT-6823 (PBB-1030/1035)

AI-16823 PBB-11030/35 Bombas de Carga.

AT-26814 PBB-21130/35 PROPANE TRUCK LOADING PUMPS

AI-16825 REMOTE IMPOUNDING SPHERE AREA

AI-16826 REMOTE IMPOUNDING SPHERE AREA

DETECTORES DE FUEGO

Tipo UV/IR

- Tipo: Multi Spectrum Digital Electro-Optical Fire Detector
- El detector consiste en un microprocesador que observa regiones espectrales del rango ultravioleta, visible e infrarrojo de rápida respuesta.
- Voltaje de alimentación: 24 VDC
- Banda de trabajo: Ultravioleta, visible e infrarrojo (simultáneo).
- Rango de visión: 15 m.
- Cono de visión: 120° (NFPA 72)

Dos led's de indicación de funcionamiento y/o falla: En operación normal los dos parpadean cada 10 segundos. Si existe alguna falla, el led de "fault" queda encendido. Si la falla es tal que el equipo necesita calibración los dos led's parpadearán rápidamente. En caso de fuego el led de "fire" queda encendido mientras que el otro queda encendido y parpadeando.

Detectores de fuego tipo UV/IR en la unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de gas natural.

UV/IR-16801/26801: Área Torre de Nafta

UV/IR-16802/26802: Área de Hornos

UV/IR-6807: (MAP-5000/5010)

INTERRUPTORES ESD (EMERGENCY SHUTDOWN)

- INTERRUPTORES "DUROS"

Interruptores "duros" de parada de emergencia.

- Cantidad: 12
- Marca: Crouse Hinds.
- Modelo: EDS-2184-SA-S769
- Botoneras herméticamente selladas para locaciones peligrosas clase 1, división 1, grupo D. Distribuidos en zonas estratégicas de la planta. Al ser presionados ocasionan la parada parcial o total de un sistema. Cuentan con una cubierta de protección contra accionamiento

accidental y para protección contra el medio ambiente. Están claramente identificados.

SHUT DOWN NIVEL 4

ESD-6919 (Interior sala de control)

SHUT DOWN NIVEL 3

ESD-6801 (Hornos nafta / hot oil)

ESD-6802 (Bombas de embarque propano)

ESD-6803 (Skid de medición de NGL)

ESD-6804 (Interior sala de control)

ESD-6805 (Exterior sala de control)

ESD-6806 (Recuperación de vapores)

ESD-6819 (Turbogeneradores)

SHUT DOWN NIVEL 2

ESD-6807 (Despacho de GLP)

ESD-6040 (Despacho de GLP - isla 1)

ESD-6140 (Despacho de GLP - isla 2)

ESD-6240 (Despacho de GLP - isla 3)

ALARMAS MANUALES (HS) Y ALARMAS REMOTAS

(RHS).

Consta de un pulsador retenido por una luna de vidrio, y un martillo sujeto a una cadena.

Cuando se activa el pulsador al romper el vidrio, activa una alarma audible. Estas alarmas están ubicadas en puntos estratégicos de la planta.

ALARMAS MANUALES, TIPO HS

Sala de control: HS-6827

Turbo generadores: HS-6828

Workshop: HS-6829

Skid de medición de NGL: HS-6826

Recuperación de vapores butano: HS-6831

Bombas de Embarque de Propano/Butano:HS-6822

HS-6823

Bombas de embarque de nafta: HS-6837

Tanque slop:HS-6838

Almacenamiento presurizado propano/butano: HS-6824

HP Flare: HS-6625

Fraccionamiento

HS-6821 (Hornos de Nafta / Hot Oil)

HS-6835 (aeroenfriador fondos deC4 re-run)

Hot Oil

HS-6833 (lado sur horno hot oil)

HS-6834 (aeroenfriador de excesos hot oil)

TKBJ-23030 diesel storage tank area

HS-26802

Fractionation unit 3 west side: HS-26804

Fractionation unit 3 coolers area: HS-26805

Fractionation unit 3 heaters area: HS-26806

Vapor recovery unit area: HS-26807

Fuel gas metering area: HS-26808

2 Sistemas de parada automática Parada de emergencia

La planta opera en modo automático con indicación de estado de control, alarma y cierre realizado a través del Sistema de Control de Planta (SCP), ubicado en la sala de control central. Todos los controles, indicaciones de alarmas y cierres para las distintas unidades de proceso, se realizan en la sala de control del SCP.

Para la ampliación de las instalaciones de planta, se prevé la ampliación del sistema de control de Planta (SCP) actual.

Todos los nuevos PLCs tendrán una de las siguientes capacidades disponibles para comunicarse con el SCP:

- RS-232C, RS-422 y RS-485 con funcionamiento bidireccional y en semidúplex y las siguientes velocidades seleccionables de baudios: 19200, 38400, 57600 y 115200.
- IEEE 802.3, Protocolo "Ethernet" a 100MBPS, con TCP/IP.

- MODBUS, a ser configurado en una relación amo-esclavo, con el SCP como el amo y el sistema auxiliar como el esclavo.

El SCP podrá comunicarse bidireccionalmente con los nuevos PLC del sistema auxiliar, por medio de OPC. Esta configuración tiene el propósito de extenderse también a todos los suministros eléctricos, encaminadores de comunicaciones, redes, controladores y circuitos colectores de campo críticos. La redundancia también se implementará a todos los niveles: controladores, enlaces de comunicación, suministros eléctricos y puestos de trabajo.

Sistema de Seguridad de Procesos

El Sistema de Cierre de la Planta está diseñado de modo que controle la seguridad de la Planta durante las anomalías del proceso, caídas de tensión y emergencias tales como incendios o liberación accidental de vapores inflamables. La filosofía general de cierre es la siguiente:

- Cerrar el flujo del proceso entrante y saliente.
- Cerrar el suministro de calor externo (aceite caliente, etc.).
- Detener todos los equipos rotativos (bombas, compresores, etc.).
- Aislar grandes cantidades de hidrocarburos.
- Apagar los calentadores encendidos.
- Mover las válvulas de control a su posición segura.

- Aislar el área afectada de la Planta mediante válvulas de aislamiento correspondientes.
- Poner en marcha generadores de emergencia, y transferir UPS y colectores críticos de energía.
- Enviar señales de alerta a las tuberías de entrada.

Cierre a Distancia desde el Sistema de Control Central

El sistema está equipado con una base de datos integrada para todo el sistema, cuyos puntos estarán disponibles para cualquier estación de la red simplemente ingresando su identificación (Tag).

La interfaz del operador cuenta con presentaciones visuales de los procesos y presentación visual de la operación de las variables del sistema, y presentación visual y reconocimiento de la alarma.

También posee un menú principal para acceso a las diferentes pantallas de operación que se conectan de acuerdo con la secuencia lógica, gracias al cual el operador puede pasar de una a la siguiente mediante las teclas de flechas del teclado o mediante enlaces especialmente ubicados en cada una de ellas. Se construirán gráficos de tendencias en tiempo real para los nuevos circuitos de control y para las nuevas variables de campo más críticas.

Niveles Múltiples de Cierre que Incluye un ESD

Para las nuevas unidades se empleará la misma filosofía de paros de emergencia con las que se cuenta en la Planta existente.

La nueva unidad de fraccionamiento y otras unidades empaquetadas son áreas de proceso operables en forma independiente. Cualquier área (unidad) se puede cerrar sin afectar el funcionamiento de las restantes unidades, otras áreas o el equilibrio de la Planta. Es posible que sea necesaria la atención inmediata del operador para realizar la regulación del rendimiento total del área o unidad después de la ocurrencia de un ESD en dicha unidad o área.

La disminución en el índice de producción debido al ESD de una unidad o área podría afectar a la tubería entrante de LGN. Los cambios en la producción de Planta como resultado de un ESD pueden tener consecuencias sobre la velocidad de flujo del LGN proveniente de la Planta Separadora de Gas de Malvinas en un corto plazo (unas pocas horas). La intervención del operador deberá ser inmediata a fin de impedir el cierre automático de las bombas cebadoras de las tuberías y de las bombas de embarque.

El ESD de una unidad en la Planta de Gas Las Malvinas durante más de una hora podría limitar el flujo a la tubería de LGN a Pisco. Por

supuesto, un cierre de flujo a la planta durante tiempo mayor al de su propia capacidad de almacenamiento de entrada, cerrará esa planta. La planta poseerá un almacenamiento de retención de entrada total de 12 horas.

En las siguientes secciones se ofrece una descripción de los distintos niveles de ESD.

A. Cierre del Nivel I

El cierre de una unidad:

- Bloquea la tubería de entrada hacia esa unidad y la descarga de la corriente de producto, y las instalaciones de apoyo (como aceite caliente, sistema de gas combustible, etc.) de la unidad.
- Aísla los equipos asociados según el Diagrama de Causa y Efecto del proyecto (emitido después de la Revisión HAZOP).
- Elimina el exceso de presión de gas o de vapor en las tuberías de esa unidad.
- No se purgan los líquidos presurizados, a menos que los operadores los inicien en forma manual.
- Se bloquean y ventean las instalaciones de apoyo de la unidad.

Una unidad se cierra cuando:

- Se inicia un Cierre desde la sala de control central (SCC) para esa unidad.

- Se inicia un Cierre Manual Local de la unidad.
- Se detecta un escape de gas (confirmado por dos o más detectores) en esa unidad o grupo de equipos (F&G SD).
- Se detecta un incendio en esa unidad (esto también cierra toda la Planta).
- Las presiones seleccionadas y los niveles en los recipientes de la unidad estén en HH o LL (según el Diagrama de Causa y Efecto del Proyecto emitido después de la Revisión HAZOP). Todos los dispositivos de cierre tendrán alarmas previas al cierre. Las alarmas audibles y las balizas visuales están instaladas en puntos estratégicos alrededor de la Planta.
- Los procesos alimentados sólo por esa unidad se cierran.
- Todos los equipos de esa unidad se cierran.
- La entrada de producto que alimenta a esa unidad se bloquea.
- Se produce una pérdida parcial de potencia eléctrica (cuando una unidad o un área específica sea parte de un esquema de separación de carga).
- Se inicia un cierre general de la Planta (donde todas las unidades se cierran).

B. Cierre del Nivel II

El cierre de un área:

- Bloquea la tubería de entrada hacia las unidades de esa área y la descarga de la corriente de producto y las instalaciones de apoyo (como la de aceite caliente, aire de la Planta, sistema de gas combustible, etc.) de la unidad.
- Aísla y/o purga los equipos asociados según el Diagrama de Causa y Efecto del Proyecto (emitido después de la Revisión HAZOP).
- Despresuriza las tuberías de esa área de la presión excesiva de gas o vapor.
- Los líquidos presurizados no se purgan, salvo que sean iniciados en forma manual por los operadores.
- Las instalaciones de apoyo del área se bloquean y ventean.

Un área se cierra cuando:

- Se inicia un Cierre desde la sala de control central (SCC) para esa área.
- Se inicia un Cierre Manual Local del Área (Botones Locales).
- Se detecta un escape de gas (confirmado por dos o más detectores) en esa Área (F&G SD).
- Se detecta un incendio en esa área (esto también cierra toda la Planta).
- Las presiones y los niveles de los recipientes en el área están en HH o LL (según el Diagrama de Causa y Efecto del Proyecto emitido después de la Revisión HAZOP).
- Se cierran los procesos alimentados sólo por esa área.

- Se cierra cualquier unidad o equipo obligatorio en esa área.
- Se bloquea la entrada de corriente de producto que alimenta a esa área.
- Se produce una pérdida parcial de potencia eléctrica (cuando un área específica sea parte de un esquema de separación de carga).
- Se inicia un cierre general de la Planta (cuando se cierran todas las áreas).

C. Cierre del Nivel III

El Cierre de los Procesos de la planta:

- Cierra las áreas de procesos e instalaciones de apoyo.
- La producción corriente arriba recibe la alarma (de notificación).
- Se ponen en marcha los generadores de emergencia, y la fuente de corriente de emergencia y UPS se transfiere a los generadores de emergencia.
- Se bloquean las corrientes de entrada y salida de la producción y se liberan los gases y vapores seleccionados hacia los sistemas de quemado.

El Proceso de la planta se cierra cuando:

- Se inicia el Cierre Manual del Proceso desde la sala de control central (SCC).
- Se inicia el Cierre Manual del Proceso Local de la Planta.

- Las presiones y los niveles de los recipientes en la planta están en HH o LL (según el Diagrama de Causa y Efecto del Proyecto emitido después de la Revisión HAZOP).
- Ocurre una pérdida parcial de potencia eléctrica.

D. Cierre del Nivel IV

El Cierre de Emergencia de la planta:

- Cierra las áreas de procesos e instalaciones de apoyo.
- Se notifica a la compañía transportista (TGP) sobre el ESD de la Planta.
- Se pone en marcha los generadores de emergencia y la fuente de potencia de emergencia y UPS se transfiere a los generadores de emergencia.
- Se bloquean las corrientes de entrada y salida de producción, y todas las instalaciones de apoyo (como aceite caliente, sistema de gas combustible, etc.) excepto el agua para incendios.
- Se liberan los gases y vapores seleccionados a los sistemas de antorchas.

Un cierre completo de Emergencia en la planta se lleva a cabo cuando:

- Se inicie un Cierre Manual de Emergencia de Planta desde la sala de control central (SCC).
- Se inicie un Cierre Manual de Emergencia Local de Planta.

- Se detecte un incendio en la Planta.
- Se detecte un escape de gas (confirmado por detectores múltiples) en más de un área o unidad (F&G SD).
- Ocurra la rotura de tuberías de entrada o salida.
- Ocurra una pérdida completa de potencia eléctrica.

El concepto de seguridad de la protección de la presión y el sistema de alivio evita una pérdida peligrosa del fluido del proceso mediante la eliminación controlada, por medio de un sistema de antorcha que asegura que la situación anormal no se acentúe e incremente los peligros para el personal.

3 Protección mediante extintores portátiles y rodantes

✓ Extintores portátiles

- Cantidad: 31
- Capacidad: 9 kg, tipo: polvo químico seco (PQS) base de potasio, almacenado a presión, tipo 80 – B:C

✓ Extintores rodantes

Capacidad: 57 kg, cantidad: 07, tipo: polvo químico seco (PQS) base de potasio con cilindro de CO₂, tipo ABC – 55

4 Sistema Contra Incendio y Control de Emergencias

El anillo de distribución de agua contra incendio consta de lo siguiente:

Red C.I.

Tubería enterrada de HDPE (polietileno de alta densidad) de diámetros de 10", 14", 16" y 24"Ø.

Máxima presión permitida: 200 psig @50°F a 100°F.

Hidrantes

- Cantidad, 26.
- Cabezal: de 6" marca Kidde, con 02 tomas de 2 ½" con válvula tipo teatro de bronce de 2 ½" y reducción storz de 2 ½" a 1 ½" a ambos lados y válvula de drenaje de ¾".

Hidrantes con monitor de agua

- Cantidad: 11,
- Cabezal: de 6" marca Kidde, con 02 tomas de 2 ½" con válvula tipo teatro de bronce de 2 ½" y reducción storz de 2 ½" a 1 ½" a ambos lados y válvula de drenaje de ¾".
- Monitor: marca Tecin - Kidde, modelo ST.
- Capacidad: Admite hasta 1250 gpm (capacidad final depende del tipo de boquilla utilizada).
- Movimiento vertical: 140°, con volante.
- Giro horizontal: 360°.
- Brida de entrada de 4" y salida de 2 ½" roscada.
- Sistema de engranes con límites para fácil lubricación de partes móviles.

- Boquilla: de chorro hueco modelo HSD 2800.
- Material de bronce con cobertura plástica roja.
- Caudal regulable de 0 a 734 gpm @ 145 psig.

Descarga regulable desde chorro pleno hasta niebla.

- Alcance máximo: 70 m

Hidrantes con monitor de agua/espuma

- Cantidad: 16
- Cabezal: de 6" marca Kidde, con 02 tomas de 2 ½" con válvula tipo teatro de bronce de 2 ½ " y reducción storz de 2 ½" a 1 ½" a ambos lados y válvula de drenaje de ¾".
- Monitor: marca: Tecin - Kidde, modelo ST.
- Capacidad: Admite hasta 1250 gpm (capacidad final depende del tipo de boquilla utilizada).
- Movimiento vertical: 140°, con volante.
- Giro horizontal: 360°.
- Brida de entrada de 4" y salida de 2 ½" roscada.
- Sistema de engranes con límites para fácil lubricación de partes móviles.
- Boquilla: tipo HF-750 con dosificador incorporado para aplicaciones de espuma AFFF.
- Material de bronce.
- Caudal: 750 gpm @ 100 psig.

- Descarga regulable desde chorro pleno hasta niebla.
- Alcance máximo: 55 m

Monitores oscilantes

- Cantidad: 30
- Monitor: Marca STANG, modelo: 105425-111B, Brida de entrada de 4" y salida roscada NH de 4".
- Capacidad: 2064 gpm @ 140 psig.
- Presión normal de trabajo: 140 psig a la entrada del monitor.
- Alcance: 90 m. @ 45°.
- Movimiento horizontal: Utiliza una porción de agua para mover una rueda pelton haciendo oscilar el monitor a razón de 5.5 ciclos/min, ajustables mediante una válvula.
- Angulo de barrido: 125°.
- Movimiento vertical: Ajustable manualmente, de - 20° a +70°, con seguros de fijación.
- Consta de puntos de engrase para lubricación de partes móviles.
- Boquilla: Marca STANG modelo 101230-25 de poliuretano, con salida de 2 ½". Consta de un rectificador de flujo interno en la entrada en forma de parrilla que ayuda a formar un chorro cilíndrico cerrado de máximo alcance.

Trailers monitores de agua

- Cantidad: 03,
- Trailer marca Tecin, modelo TI-MOT.
- Cuenta con 04 conexiones con válvula de 2 ½" para suministro de agua que se juntan en un colector canalizando el total del flujo hacia el dispositivo de descarga.
- Cuatro estabilizadores (patas) ajustables a tornillo.
- Incluye 02 mangueras de 100 pies (30m) de longitud de 2 ½".
- Monitor oscilante: montado en el trailer marca
TECIN modelo OT-3800.
- Capacidad: 1004 gpm @ 100 psi.
- Brida de entrada de 4" con conexión de 2 ½" roscada a la salida.
- Cuerpo de bronce.
- Movimiento horizontal: Posee un mecanismo de sin fin y corona permite ajustar la dirección del chorro.
- Velocidad de oscilación automática generada mediante turbina de impulsión que toma una pequeña parte de del flujo de agua.
- Angulo de barrido en automático: 45° a 125°
- Frecuencia de oscilación: 8 ciclos/min, ajustable
Regulación manual con palanca.
- Regulación en manual: 360°.
- Movimiento vertical: regulación mecánica.
Angulo de barrido: +85° a -70°.

- Boquilla: marca PROTEK tipo # 830 de 2 ½”.
- Capacidad: 1000 gpm.

Monitores oscilantes portátiles de agua

- Cantidad: 02
- Monitor: marca PROTEX, modelo 622.
- Base plegable que puede ser ubicada en cualquier sitio.
- Alimentación de 3” con conexión de dos entradas de 2 ½” roscadas y/o storz para manguera.
- Boquilla: marca Kidde, modelo HSD 2800, de chorro hueco.
- Material de bronce con cobertura plástica roja.
- Caudal regulable de 0 a 734 gpm @ 145 psig.
- Descarga regulable desde chorro pleno hasta niebla.

Alcance máximo: 70 m

Mangueras CI

- Cantidad: 118
- Marca: Angus Duraline
- Dimensiones: 1 ½” _ x 100 pies (30m) longitud.
- Conexión storz de 1 ½” en ambos extremos.
- Material: Caucho sintético de alto rendimiento con tejido de poliamida.
- Máxima presión de trabajo: 299 psig (21 Kgf/cm²)
- Presión de prueba: 498 psig (35 Kgf/cm²)
- Presión de rotura: 711 psig (50 Kgf/cm²)

- Temperatura: -20°C a 50°C.
- Homologación: Norma BS 6391 tipo 3.
- Pitón: Marca Kidde, modelo 366
- Caudal: Ajustable a 30, 60, 95, 125 gpm @ 100 psig.
- Patrón de flujo regulable de chorro pleno a niebla.
- Alcance: 42 m en chorro, 21 m niebla.

Gabinetes porta-mangueras

- Cantidad: 53
- Marca: Kidde
- Dimensiones: 1070 x 1050 x 700 mm
- Material: Plancha acero al carbono D-D BWG 16.
- Protección: Expoy polyster color rojo.

Extintores portátiles

- Cantidad: 31
- Capacidad: 9 kg.

Tipo: polvo químico seco (PQS) base de potasio, almacenado a presión, tipo 80 – B:C

Extintores rodantes

Capacidad: 57 kg, cantidad: 07, tipo: polvo químico seco (PQS) base de potasio con cilindro de CO₂, tipo ABC – 55

Sistemas Fijos de Enfriamiento (Deluge)

XV-6803: Esfera de NGL, VBA-3105

XV-6801: Bullets de propano, VBA-3190 / 3195

XV-6802: Bullets de butano, VBA-3215 / 3220

XV-6804: Tanque de Diesel Utility, TKBJ-3045

XV-6805: Despacho de GLP -Isla 1

XV-6806: Despacho de GLP -Isla 2

2.3.6 Tiempo y capacidad de respuesta del propio establecimiento

TABLA N°2.10
TIEMPO Y CAPACIDAD DE RESPUESTA DE EMERGENCIAS

Tiempo y capacidad	Nivel I	Nivel II	Nivel III
Tiempo de Respuesta Interna	Inmediata	Inmediata	Inmediata
Capacidad de Respuesta Interna	PFLGN tiene capacidad de respuesta al 100%	PFLGN tiene capacidad de respuesta al 100%	PFLGN tiene capacidad de respuesta al 100%

Fuente: Elaboración propia tomando en cuenta el simulacro realizado en julio del 2012.

2.3.7 Tiempo y capacidad de respuesta y accesibilidad de apoyo externo como las unidades de bomberos voluntarios del Perú

TABLA N°2.11
TIEMPO Y CAPACIDAD DE RESPUESTA DE EMERGENCIAS

Tiempo y capacidad	Nivel I	Nivel II	Nivel III
Tiempo de Respuesta Externa	No requiere	No requiere	Bomberos < 15 min Apoyo PPC/PPN < 2 hrs
Capacidad de Respuesta Externa	No requiere	No requiere	Se cuenta con capacidad de suministro es concentrado de espuma, materiales de control de derrames y equipos contra incendios internamente.

Fuente: Elaboración propia tomando en cuenta el simulacro realizado en julio del 2012.

CAPITULO III

NORMATIVA DE GESTIÓN DE RIESGOS EN EL PERÚ

En el Perú con el crecimiento del sector hidrocarburos y el interés por la seguridad en las plantas; el 22 de Agosto del 2007 se emitió el **Decreto Supremo N° 043-2007-EM** en el cual en el artículo 17; Numeral 17.4 nos indica que “Los Planes de Contingencia y los Estudios de Riesgos serán preparados únicamente por ingenieros colegiados inscritos en un Registro que OSINERGMIN deberá implementar [...]”.

El 19 de Julio del 2008 se emitió el **Decreto Supremo N°038-2008-EM** en el cual en el artículo 3 nos indica sobre “La implementación del Registro de Personas Expertas en elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia”; y en el artículo 4 nos indica “Las Facultades de OSINERGMIN para la implementación del Registro de Personas Expertas en elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia”.

El 27 de Noviembre del 2008 se emitió la **Resolución de Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 667-2008-OS/CD** en el cual indica en el artículo 1 Crear el “Registro de Profesionales Expertos en Elaborar Estudios de Riesgos y planes de Contingencia para las Actividades de hidrocarburos”; en el artículo 2 Aprobar el “Procedimientos de Inscripción en el Registro de Profesionales Expertos en elaborar Estudios de Riesgos y planes de Contingencia para Actividades de Hidrocarburos”.

El 22 de Enero del 2010 se emitió la **Resolución de Gerencia General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 057-2010-OS/GG** el cual nos indica las “Pautas para la Evaluación de la competencia Técnica de los postulantes al registro de profesionales expertos en elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia para actividades de hidrocarburos”.

El 22 Enero del 2010 se emitió la **Resolución de Gerencia General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 058-2010-OS/GG** el cual nos indica el “Procedimiento para el reconocimiento de organismos de certificación de la competencia Técnica de profesionales expertos en elaborar Estudios de Riesgos y planes de Contingencia para Actividades de Hidrocarburos”.

El 24 de Octubre del 2010 se emitió la **Resolución de Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 240-2010-OS/CD** en la que nos indica el “Procedimiento de Evaluación y Aprobación de los Instrumentos de Gestión de Seguridad para las Actividades de hidrocarburos”.

Finalmente el 23 de Febrero del 2012 se emitió la **Resolución de Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 029-2012-OS/CD** el cual nos indica en el artículo 3 Prorroga en seis (6) meses los plazos establecidos en la Única Disposición Final Complementaria del Procedimiento de Evaluación y Aprobación de los Instrumentos de Gestión de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobados por Resolución de Consejo Directivo N°

240-2010-OS/CD, modificado por las **Resolución de Consejo Directivo N° 062-2011-OS/CD**, exclusivamente para las Empresas Autorizadas que se encuentre construyendo u operando y cuyas actividades hayan sido calificadas como Categoría de Mayor Riesgo o Categoría Riesgo Moderado y cuenten con el Registro de Profesionales Expertos en elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencias hábil para operar desde el 01 de junio del 2011, para que soliciten la aprobación de sus Estudios de Riesgos y Planes de Contingencias, actualizados a la Fecha de presentación. **“Calculando el Plazo para la Presentación de los Estudios de Riesgos y Planes de Contingencias se Vence el 31 de Agosto del 2012”**.

Según el **Art. 11** del Anexo Procedimiento para la Evaluación y Aprobación de los Instrumentos de Gestión de Seguridad, de la **RCD 240-2010-OS/CD**, los Estudios de Riesgos deberán contener los Integrantes del Equipo que realiza el Estudio de Riesgos.

Además, el **Art. 6** de la mencionada Resolución señala lo siguiente:

“Se considera Profesionales Expertos en elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia a las personas naturales inscritas en el Registro de Profesionales en elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia para actividades de Hidrocarburos del OSINERGMIN”.

Asimismo, en la Primera Disposición Complementaria Final del Anexo 1 - Nuevo Procedimiento de Inscripción en el Registro de Profesionales Expertos en Elaborar

Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia para Actividades de Hidrocarburos de la RCD 223-2011-OS-CD se señala:

Primera.- Los Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia deberán ser elaborados por un profesional, el cual deberá estar inscrito en las tres especialidades a las que se refiere el numeral 9.1 del artículo 9º, o por más de un profesional que cubran en conjunto las referidas tres especialidades:

- a) Especialidad en Actividades de Hidrocarburos.
- b) Especialidad en Evaluación de Riesgos.
- c) Especialidad en Seguridad Industrial.

Así mismo, los profesionales expertos deberán encontrarse inscritos en el Registro al momento que suscriban los Estudios de Riesgos y Planes de Contingencias elaborados.

El registro de profesionales expertos en elaboración de Estudios de Riesgos y Planes de Contingencias para las actividades de hidrocarburos se encuentra en la página Web:

http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/especialista_evaluacion_riesgo_s.pdf

CAPITULO IV

ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIEGOS EN PROCESOS QUÍMICOS

4.1) Definiciones de Estudio de Riesgo:

Según el *D.S. 043-2007-EM*: El Estudio de Riesgos es Aquél que cubre aspectos de Seguridad en las Instalaciones de Hidrocarburos y en su área de influencia, con el propósito de determinar las condiciones existentes en el medio así como prever los efectos y las consecuencias de la instalación y su operación. Indicando los procedimientos, medidas y controles que deberán aplicarse con el objeto de eliminar condiciones y actos inseguros que podrían suscitarse⁵

Según la *Norma AS/NZS ISO 31000:2009* “Riskmanagement – Principles and guidelines” un Estudio de Riesgos es parte de un Proceso que debe ser Monitoreado y Revisado; además de Comunicado y Consultado.

Este proceso está incluido en una Gestión de los Riesgos (Framework) y en Principios (Principles) que la empresa debe cumplir para administrar los riesgos de manera efectiva.⁶

El Proceso de la Gestión de Riesgos, presenta las siguientes etapas:

- Establecimiento del Contexto.
- Identificación de Riesgos.

⁵“Marco Normativo General del Osinergmin 2012” (Decreto Supremo N° 043-2007-EM/Título I/Capítulo I/Artículo 3° “Glosario y Siglas”)

⁶“Risk management – Principles and guidelines”- AS/NZS ISO 31000:2009 (Página 4)

- Análisis de Riesgos.
- Evaluación de Riesgos.
- Tratamiento de Riesgos.

Según *Artículo 11° de la R.C.D. 240-2010-OS/CD*: “El estudio de Evaluación de Riesgos deberá identificar y analizar la importancia de situaciones de riesgo asociados con el proceso, la instalación o la actividad. Los estudios de Evaluación de Riesgos serán usados para determinar las posibles debilidades en el diseño y operación que podrían producir riesgos, tales como: fugas, derrames, incendios o explosiones entre otros.”⁷

Contemplaciones Mínimas de un análisis de Riesgo

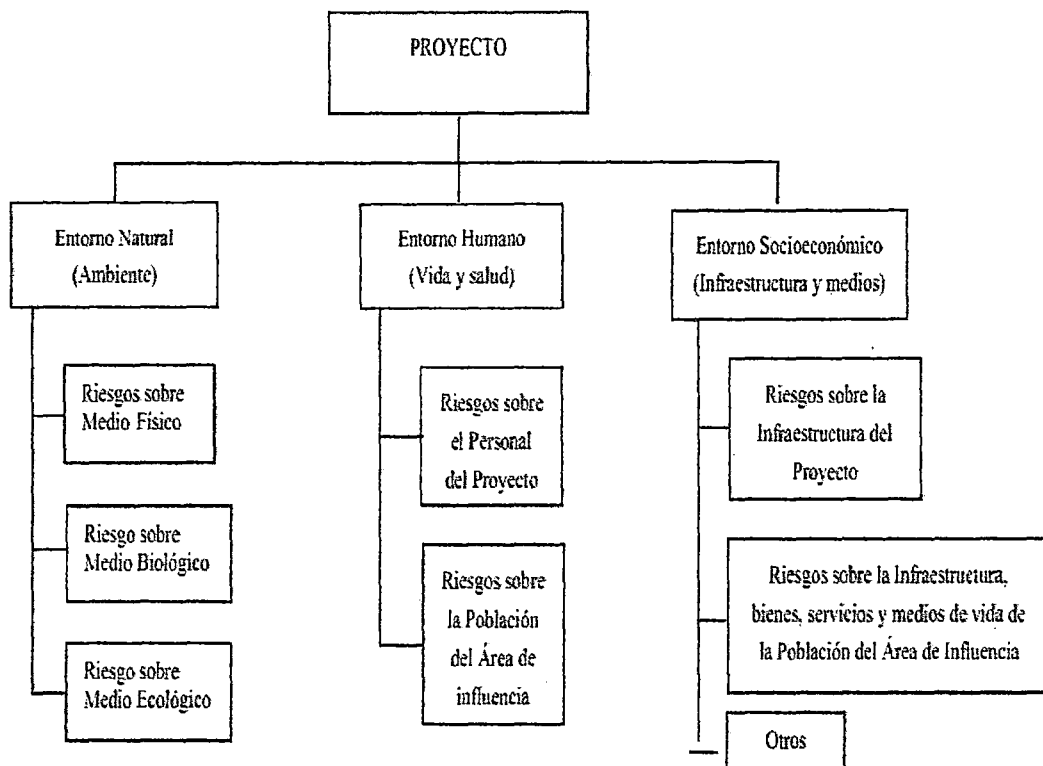
Según Muhlbauer, los modelos de asignación de riesgos deben asegurar que:

- Se consideren todos los modos de falla.
- Se consideren todos los riesgos, incluyéndose los más críticos.
- Los modos de falla se hayan considerado tanto de manera independiente como en conjunto.
- Se haya utilizado toda la información disponible de manera conveniente.
- Se prevea la actualización regular de la información, incluyendo nuevos tipos de data.

⁷ “Marco Normativo General del Osinergmin 2012” (resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía osinerg N° 204-2006-OS-CD Artículo N° 11)

- Los factores de consecuencia estén separados de los factores de probabilidad.
- En la Valoración, se haya establecido métodos para identificar la importancia relativa de los factores.
- La justificación de la Valoración está bien documentada y es consistente.
- Se haya realizado un análisis de sensibilidad.
- El modelo reaccione de manera apropiada a cualquier tipo de fallas.
- Se haya combinado de manera apropiada los elementos de riesgo (combinación “y/o”).
- Se hayan realizado los pasos necesarios para asegurar la consistencia de la evaluación.
- Los resultados de la asignación de riesgos constituyan una razonable distribución estadística.
- Haya una adecuada discriminación en la medición de resultados (ratio de indicación de ruidos signal-tonoise).
- Se pueda comparar los resultados con standards o mediante benchmarks.

**FIG. Nº4.1
DESGLOSE DE RIESGOS**



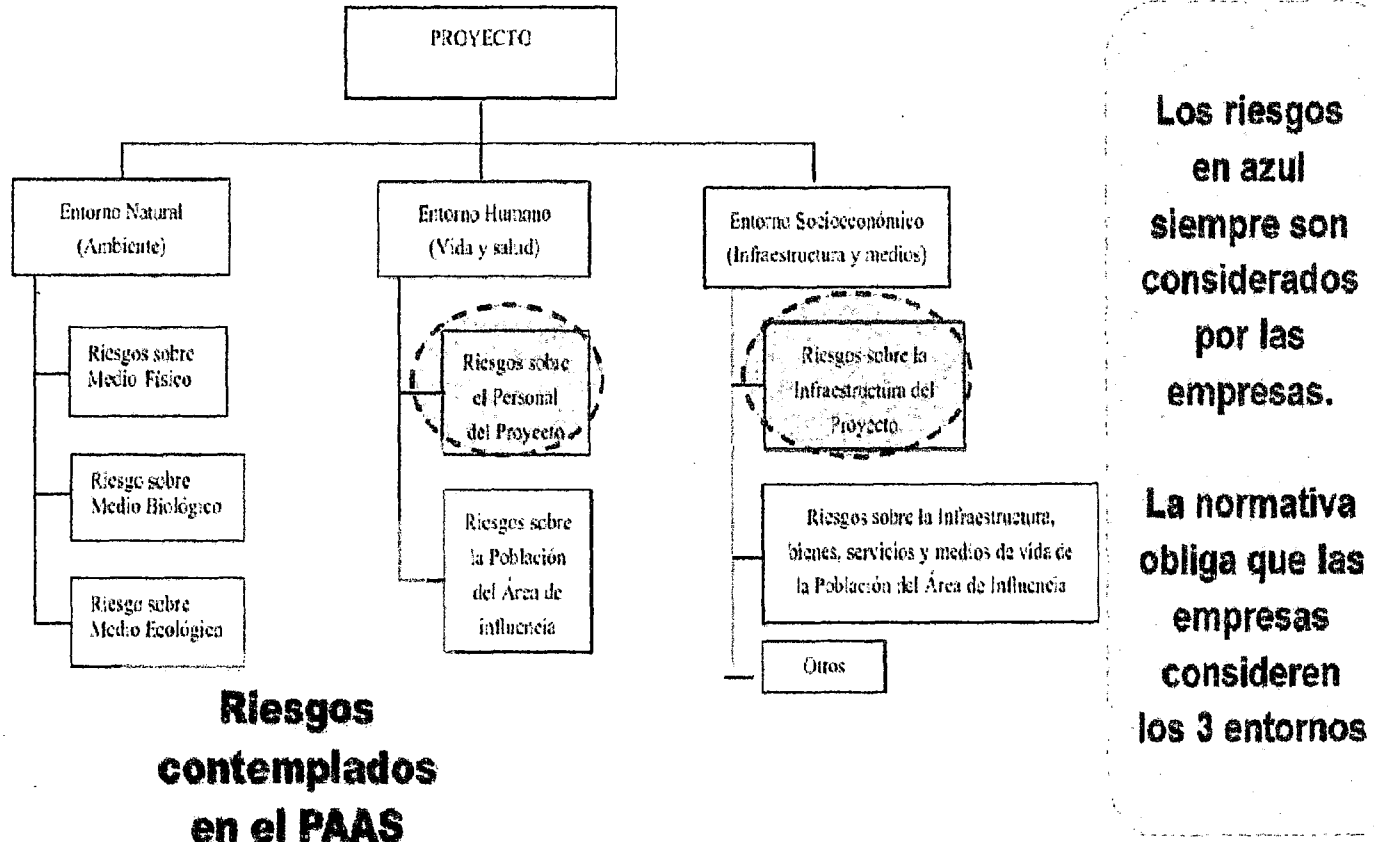
Evaluación y Aprobación de los Instrumentos de Gestión de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos” (que toma el cuadro del INDECI)

4.2 Alcances de Osinergmin en la supervisión de la gestión de riesgos:

Alcances de Osinergmin en la supervisión de la Gestión de Riesgos son:

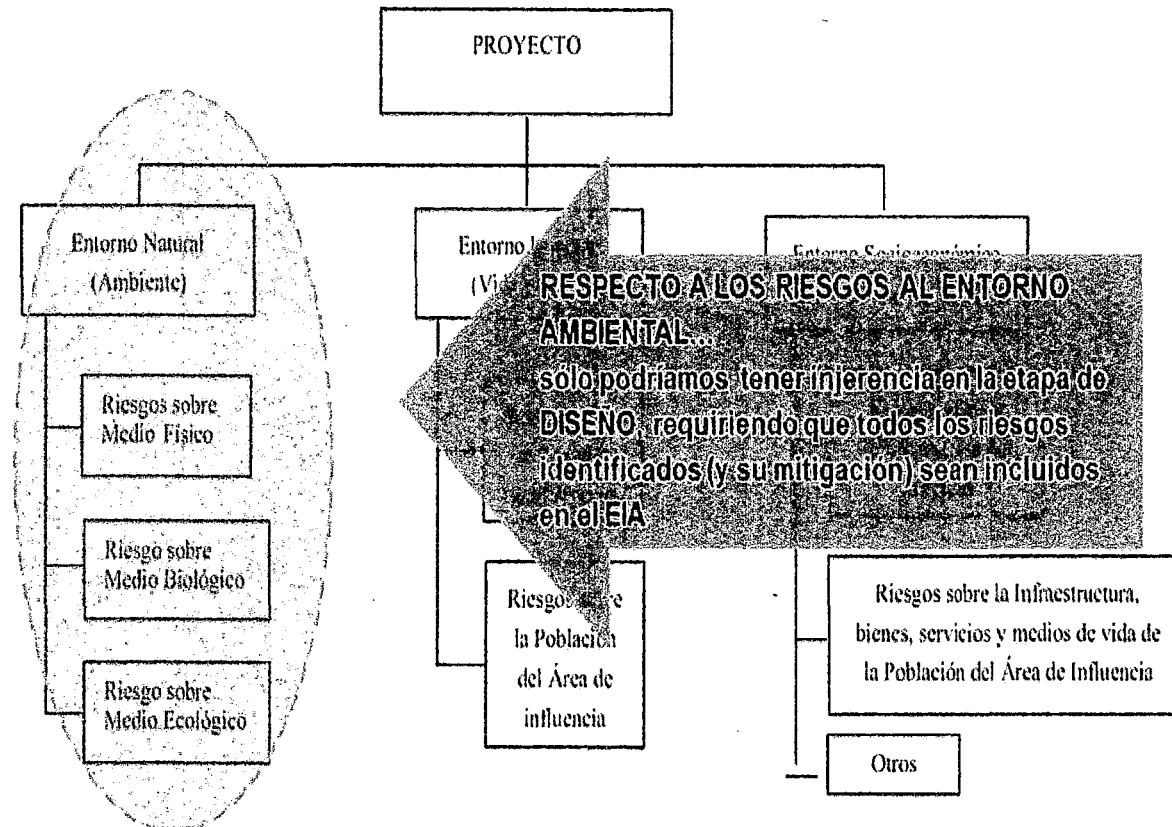
- ✓ Riesgos cuyas consecuencias afectan directamente a las empre
- ✓ Riesgos respecto al Ambiente.
- ✓ Riesgos respecto al entorno Humano.
- ✓ Riesgos respecto al entorno Socioeconómico.

FIG. N°4.2
RIESGOS CUYAS CONSECUENCIAS AFECTAN DIRECTAMENTE A LAS EMPRESAS



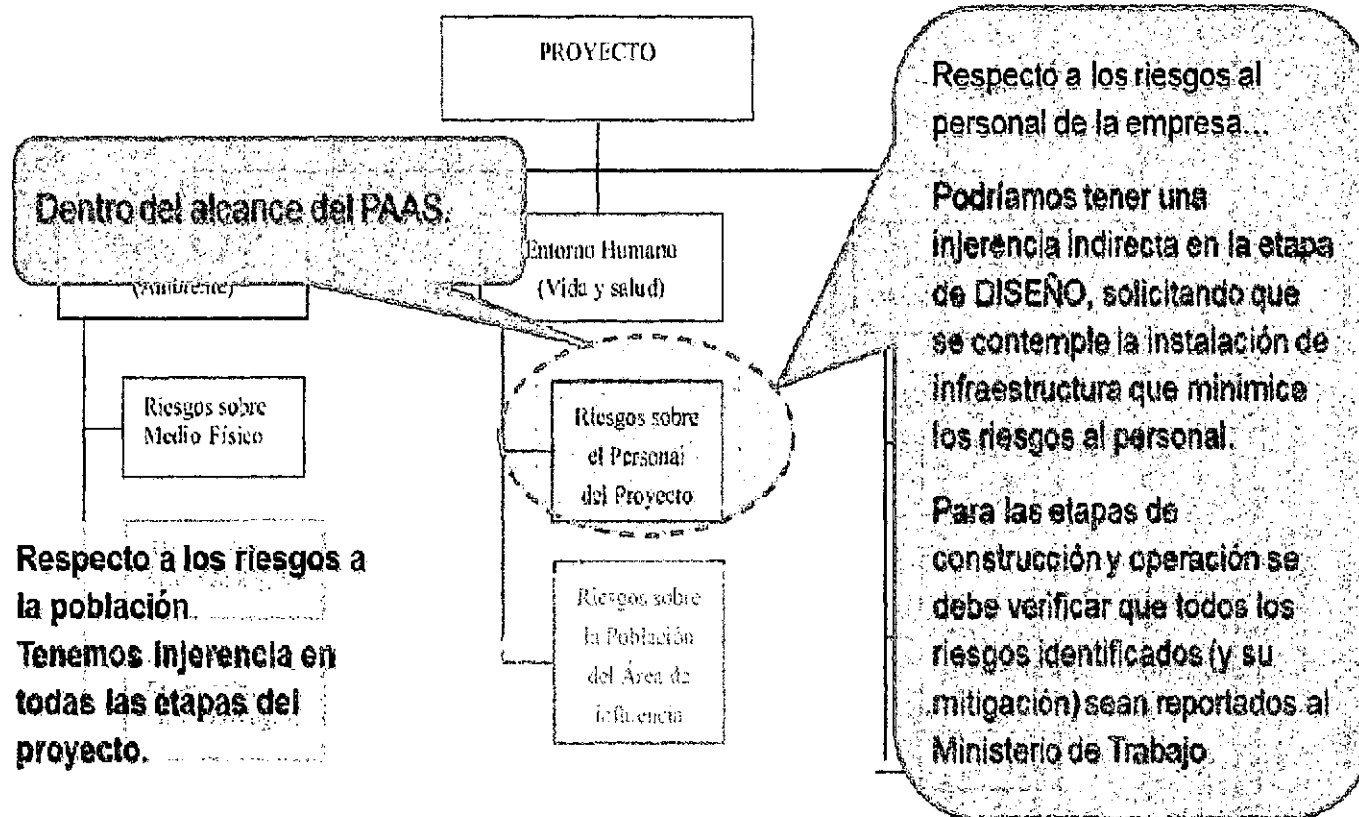
Fuente: Alcance de OSINERGMIN, respecto al entorno Ambiental

**FIG. N°4.3
RIESGOS RESPECTO AL AMBIENTE**



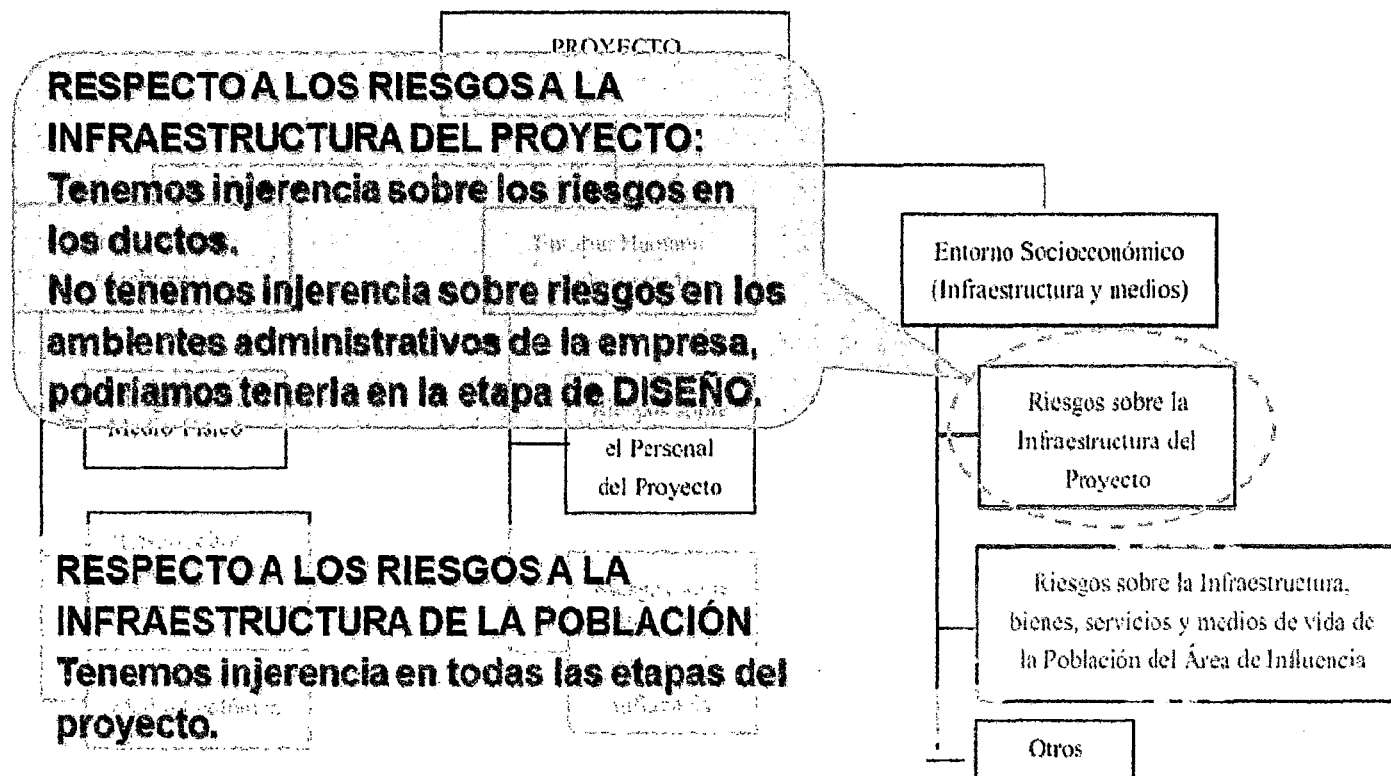
Fuente: Alcance de OSINERGMIN, respecto al entorno Humano.

**FIG. N°4.4
RIESGOS RESPECTO AL ENTORNO HUMANO.**



Fuente: Alcance de OSINERGMIN, respecto al entorno Socioeconómico

**FIG. N°4.5
RIESGOS RESPECTO AL ENTORNO SOCIOECONÓMICO.**



Alcance de OSINERGMIN, respecto al entorno Socioeconómico

4.3 Guía sobre el Contenido de un Estudio de Riesgos:

Osinermin siendo el Organismo supervisor de la inversión en energía y minas tiene como parte de sus funciones la evaluación de los estudios de riesgos de las plantas del sector y para ello ha elaborado una guía de lo que debe contener un estudio de riesgos.

4.4 Análisis Cuantitativo de Riesgos en Procesos Químicos:

El análisis de Cuantitativo de riesgos en Procesos Químicos (CPQR) es una metodología diseñada para ofrecer administrar con una herramienta para la ingeniería o administración para cuantificar riesgos y analizar estrategias de reducción de riesgos potenciales. El valor de cuantificación estuvo bien descrito por Lord Kelvin (1983) ofrece una similar observación: “Una cuantitativa acerca hacia la seguridad... no está alejada hacia la industria química. Por muchos procesos, la cinética de las reacciones químicas, la transferencia de calor y de masa, el índice de corrosión, la dinámica de fluidos, el poder estructural de recipientes, tuberías y otros equipos bien como otros objetos similares son determinados cuantitativamente por experimento o calculo dibujando sobre un gran cuerpo de experiencia”.

CPQR nos permite administrar sistemas tales como códigos de Ingeniería, Check lists y administrar procesos seguros, ofrece un manto de protección contra accidentes. Sin embargo el potencial de accidentes serios no es capaz de eliminarlos totalmente.

El análisis de Cuantitativo de riesgos en Procesos Químicos ofrece un método cuantitativo para evaluar riesgos y para identificar áreas por costo efectivo en reducción de riesgos.⁸

La metodología del análisis de Cuantitativo de riesgos en Procesos Químicos (CPQR) ha ido evolucionando desde comienzos de 1980^s desde sus raíces en el núcleo aeroespacial y electrónica industrial. El más extensivo uso de la probabilidad de análisis de riesgos ha sido en la industria nuclear.

Algunos rasgos de la metodología (CPQR) son:

- ❖ Pueden estar involucradas Reacciones Químicas.
- ❖ Los procesos son generalmente no Estandarizados.
- ❖ Son usados muchos y diferentes químicos.
- ❖ Las propiedades químicas del material pueden estar sujetos a grandes incertidumbres.
- ❖ Los parámetros tales como, tipo de planta, edad de la Planta, locación y población cercana, grado de automatización y tipo de equipos varían ampliamente.
- ❖ Los múltiples impactos así como incendio, explosión, toxicidad y contaminación ambiental son comunes.

⁸ American institute of chemical engineers "Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis" Second Edition – Año 2000. (Capítulo N°1)

El estudio cualitativo típicamente identifica los peligros potenciales, eventos y sus causas. En algunos casos donde el riesgo puede claramente ser extremo y la existencia de cuidar son inadecuado, la corrección de acciones pueden ser adecuadas identificándolas con el método cualitativo. CPQRA es usado para ayudar a evaluar potenciales riesgos en el momento en que el método cualitativo no pueda ofrecer una adecuada comprensión del riesgo y más información, es necesario para administrar riesgos. Eso puede también ser usado para evaluar alternativas de estrategias de reducción de riesgos.

Las bases de CPQRA es la identificación de escenarios de incidentes y evaluar el riesgo por definición de probabilidad de fallas, la probabilidad de varias consecuencias y el impacto potencial de esas consecuencias. El riesgo es definido en CPQRA como una función de probabilidad y frecuencia, y consecuencia de un escenario particular de accidente:

$$\text{Riesgo} = F(s, c, f)$$

s = escenario hipotético

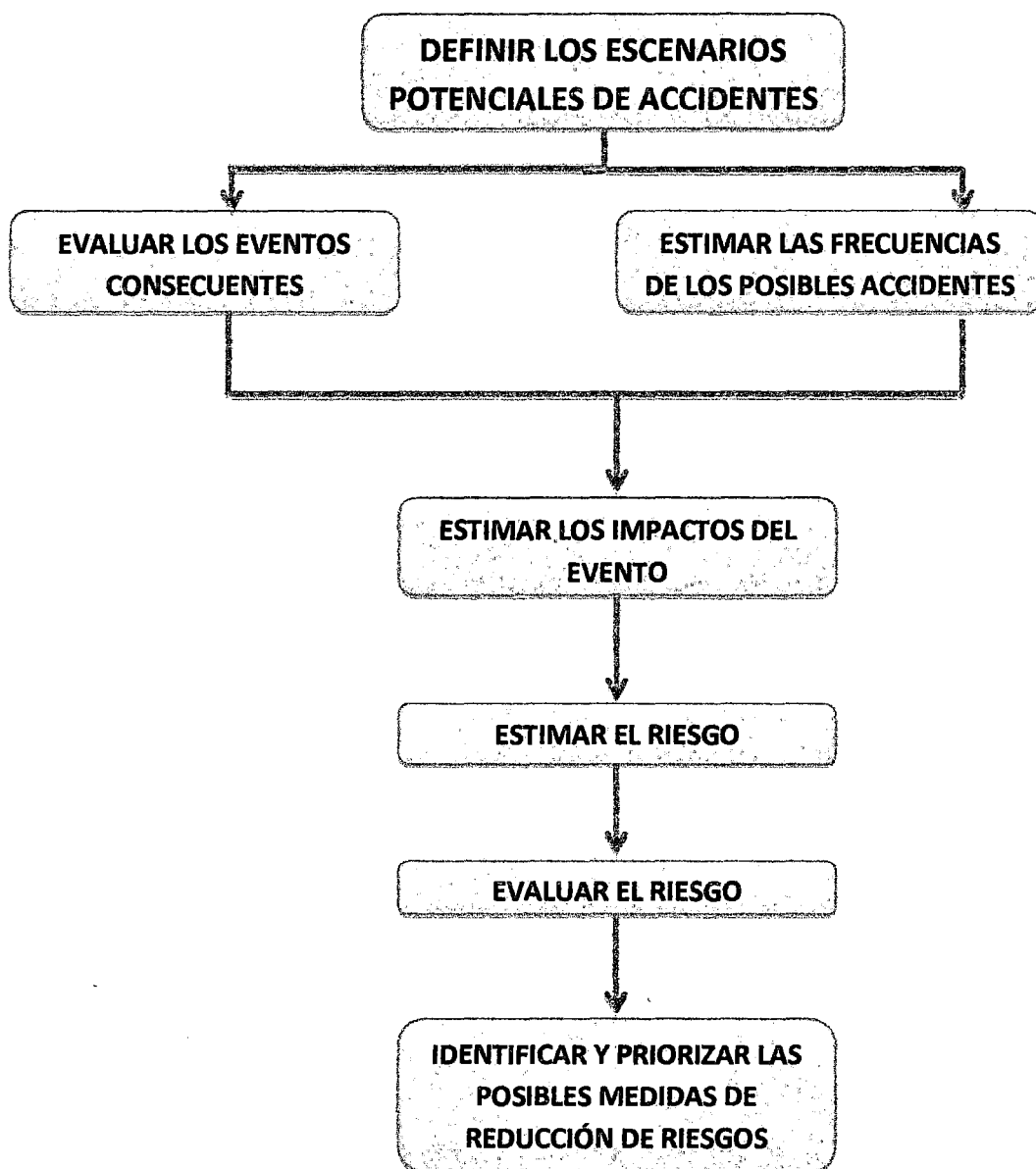
C = consecuencia estimada (s)

F = frecuencia estimada

Esta función puede ser extremadamente compleja y puede haber muchas numéricamente diferentes medidas de riesgos (usando diferentes funciones de riesgos) calculado desde un determinado conjunto de s, c, f.

4.5 Pasos del Análisis de Cuantitativo de riesgos en Procesos Químicos:

FIG. N° 4.6
DIAGRAMA DE FLUJO DEL CPQRA



Fuente: "Guidelines for chemical process quantitative risk analysis" second edition – año 2000.

4.6 Análisis del riesgo:

1. Define las posibles consecuencias de sucesos y accidentes potenciales. Ese puede estar basado en función del análisis cualitativo de riesgos a causa de simple o análisis a nivel de selección. Completo o complicado análisis es normalmente basado en función a una gama completa o posibles incidentes a casusa de todos los orígenes.

2. Evalúa las consecuencias del incidente. Algunas típicas herramientas incluyen modelando dispersión de vapor y modelando un incendio y efectos de explosión.

3. Estima la frecuencia de los incidentes potenciales. Árbol de fallas o base de datos genéricas pueden ser usados para el evento inicial de secuencia. El árbol de eventos puede ser usado para llevar las cuentas para aliviar posteriores eventos.

4. Estima el impacto sobre las personas, ambiente y propiedad.

5. Estima el riesgo. Este es efectuado por combinación del potencial de consecuencia causado por cada evento con la frecuencia del evento, y adicionar sobre todo el evento.

4.7 Evaluación (valoración) del riesgo:

6. Evaluar el riesgo. Identificar las principales fuentes de riesgos y determinar si a estas son Costo - Proceso eficaz o modificación de planta el cual puede

implementarse para reducir el riesgo, a menudo este puede ser hecho sin un amplio análisis. Pequeños y baratos sistemas modificados contienen algunas veces un principal impacto sobre el riesgo. La evaluación puede ser hecha contra criterios de riesgos requeridos legalmente, guías internas de la empresa, comparación con otros procesos o más criterios subjetivos.

7. Identifica y prioriza potencial de riesgo reducir medidas si el riesgo es considerado para ser excesivo.

4.8 Administración de riesgos:

CPQRA es parte de una larga administración de sistemas. Los métodos de administración de riesgos son descritos en CCPS (guías para la implementación de sistemas de administración de procesos seguros (1994) y sembrar directriz para la administración técnica de procesos químicos seguros.

El séptimo recuadro de la figura N° 6 es típico de CPQRA. Este es importante para recordar otros riesgos, tales como pérdidas financieras, riesgos de crónica de la salud y mala publicidad, puede también ser significativa. Estos potenciales riesgos también pueden ser estimados cualitativamente o cuantitativamente y son una parte importante de la administración de procesos.

CPQRA facilita a la ingeniería para la evaluación de riesgos. Las contribuciones individuales para el conjunto de riesgos de un proceso pueden

ser identificados y priorizados. Una gama de medidas de reducción de riesgos pueden ser aplicadas para los principales contribuyentes de los accidentes y evaluar usando el método costo – beneficio.

La comparación de riesgos reducción estratégica es una relativa aplicación de CPQRA. Pikaar (1995) tiene relativa relación o comparativa CPQRA como escalar una montaña. En cada etapa de aumentar la seguridad (decrecer el riesgo), la asociación cambia puede ser evaluado para ver si ellos son importantes y el costo – efectivo. Algunas organizaciones también usan CPQRA en un absoluto sentido para confirmar esta especificación de riesgo apuntando a ser logradas. Por otro lado reducir riesgos, además tal blanco, puede ser calmada apropiadamente donde esa pueda ser acabado en un método costo- efectivo. Hendershot(1996) tiene discutir el papel de directriz absoluta de riesgos como una administración total de riesgos.

CAPITULO V

VARIABLES E HIPOTESIS

5.1 Variables de la investigación

5.2.1 Variables Independientes

- ✓ Valor de la probabilidad de un evento de riesgo
- ✓ Valor de la consecuencia de un evento de riesgo

5.2.2 Variable Dependiente

- ✓ Valor de riesgo de un evento

5.2 Operacionalización de las variables

5.2.1 Variables Independientes

a) Valor de la probabilidad de un evento de riesgo

La probabilidad de un evento de riesgo se calculó mediante la técnica del Árbol de Fallas partiendo de la frecuencia de ocurrencia de un evento desencadenante y evaluando la probabilidad de los diversos eventos de riesgos que pueden resultar.

b) Valor de la consecuencia de un evento de riesgo

Para cada uno de los eventos de riesgos probables se calcularon las consecuencias. Estas pueden ser según el caso, derrames, dispersión de gas, fuego pileta, incendios confinados y no confinados, explosión de

nube no confinada, entre otros para el caso de instalaciones en operación.

El análisis de consecuencias para eventos probables en instalaciones en la etapa de operación se realiza mediante cálculos de ingeniería con el cual se hallan las zonas de afectación al personal que opera en el área de destilación primaria de la planta de fraccionamiento de líquido de gas natural y a terceros. Para eventos improbables el análisis se realiza cualitativas o cuantitativamente según la relevancia o consecuencia potencial del evento.

5.2.2 Variables Dependientes

La calificación de los riesgos se realizó sobre la base de la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias del evento.

Para la calificación de la probabilidad de cada evento se empleó una calificación que ha sido recogida de la NFPA 59ª Versión 2007 y adaptada para los propósitos del presente estudio de riesgos.

Luego de clasificar cada evento de riesgo identificado se construyó la matriz de riesgos correspondiente. Esta matriz ha sido tomada de la nueva versión del NFPA 59ª.

5.3 Hipótesis

5.3.1 Hipótesis general:

El análisis Cuantitativo de las variables de riesgos permite su identificación para adoptar medidas de mitigación en la Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.

5.3.2 Hipótesis Específica:

1 Hipótesis Específica Independiente:

La alta probabilidad de derrames o fugas nos permite analizar una variable de riesgo en la Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.

2 Hipótesis Específica Dependiente:

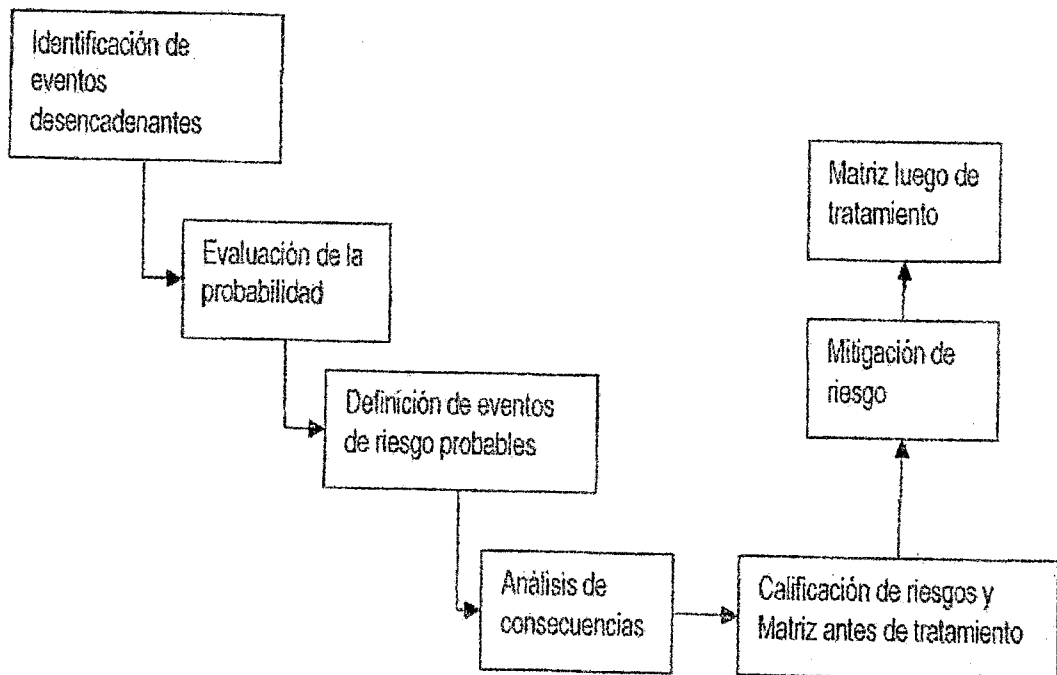
El análisis de los riesgos nos permite predecir sus consecuencias en la Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.

CAPITULO VI

METODOLOGÍA A UTILIZAR PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO DE RIESGO

Para realizar la evaluación es necesario conocer las características de la instalación y de los materiales que son procesados en la misma, así como la capacidad de respuesta propia de la instalación en caso de emergencias.

FIGURA N°6.1
METODOLOGÍA A UTILIZAR PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO DE RIESGO.



Fuente: Estudio de Riesgo de la Planta de Licuefacción de Gas de Melchorita 2012

6.1 Identificación de los riesgos posibles

El proceso de identificación de los riesgos posibles consiste en definir cuáles pueden ser los eventos desencadenantes de un evento de riesgo, tal como la pérdida de contención (derrames o fugas) dentro de las instalaciones incluyendo recipientes, tanques, tuberías, bombas y otros equipos para el caso de instalaciones en operación. Para la fase de construcción; todos los peligros relacionados con las actividades de construcción son identificados sistemáticamente a través de la revisión de los registros de trabajos similares relacionados en el área, el conocimiento de incidentes típicos que suelen presentarse en estas actividades, el conocimiento del diseño de la instalación y la opinión de expertos.

Para la identificación de los riesgos relevantes de la instalación se prepararon listas de verificación, seleccionando de entre ellas aquellas que pueden provocar eventos de riesgos en la planta.

Luego de identificar los posibles escenarios de riesgo se identificaron las causas y consecuencias de fallas primarias.

6.2 Evaluación de la Probabilidad:

La probabilidad de un evento de riesgo *se calculó mediante la técnica del Árbol de Fallas* partiendo de la frecuencia de ocurrencia de un evento

desencadenante y evaluando la probabilidad de los diversos eventos que pueden resultar.

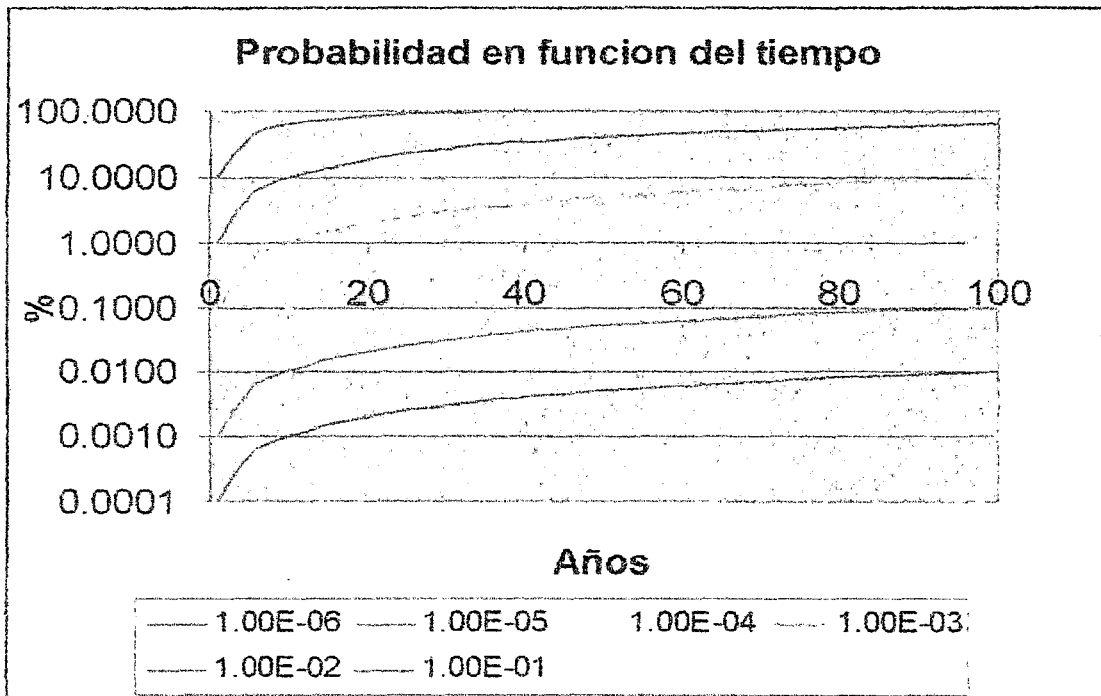
Para propósitos del análisis no se toman en consideración aquellos eventos cuya probabilidad de ocurrencia sea menor que 10^{-6} años⁻¹. Las razones para descartar dichos eventos son los siguientes:

- Para un evento que tiene un frecuencia de uno en 1 millón de años, solo existe la probabilidad de 0.01% que ocurra en 100 años, o en su defecto existe una probabilidad de 99.99% que no ocurra ningún evento, lo que resulta en una probabilidad muy remota.
- Para un evento que tiene un frecuencia de uno en 100 mil años solo existe la probabilidad de 0.1% que ocurra en 100 años, o en su defecto existe una probabilidad de 99.9% que no ocurra ningún evento, lo que resulta en una probabilidad muy remota.
- Las matrices de riesgo consideran rangos de probabilidad de hasta 1.0 E-05 por años, por lo que en un evento con probabilidad de 1.0 E-06 está en un rango fuera de la clase de eventos improbables y por ello no amerita incluirlos en la matriz de riesgos.
- El nivel A de la Matriz de riesgos califica un evento como improbable si ocurre con una frecuencia menor a 1 en 10^5 años y los define como Nunca

escuchado en la industria. No hay registros conocidos del evento. El evento podría ocurrir solamente en circunstancias especiales.

En la gráfica N°6.1 página "142" se muestra la probabilidad de ocurrencia de un evento en función de la frecuencia y del tiempo que confirman lo antes indicado. La grafica ha sido construida considerando que los eventos de riesgos ocurren de manera aleatoria. Debido a esto la distribución estadística de Poisson permite simular la probabilidad de tales eventos.

GRAFICA N° 6.1
PROBABILIDAD DE EVENTOS DE RIESGOS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO



Fuente: Elaboración de Inspectra S.A. en base a la ecuación de Poisson.

6.2.1 Estadísticas de incidentes

No se dispone de estadísticas nacionales sobre incidentes en plantas industriales y particularmente de plantas de complejidad de una planta a nivel mundial se disponen de estadísticas que muestran que esta industria tiene un record de excelencia en cuanto a seguridad, si bien se han producido accidentes serios en algunas plantas.

Las plantas de procesamiento de gas natural son menos numerosas comparadas con las plantas de recepción y gasificación de gas natural licuado.

6.2.2 Análisis de eventos de riesgo y probabilidad

Se desarrollaron la probabilidad o frecuencia de ocurrencia por los siguientes métodos:

- ✓ Análisis de Árbol de Falla (Fault Tree Analysis: FTA).
- ✓ Análisis de Árbol de Eventos (Event Tree Analysis: ETA).

En el Tabla 6.11, página “172” se puede apreciar una equivalencia entre la frecuencia cuantitativa y cualitativa. Además en el Tabla 8.4 y 8.5, página “212 y 213” respectivamente se visualiza los eventos más probables después de la liberación de gases o líquidos inflamables.

TABLA 6.1
FRECUENCIA DE FALLAS Y EVENTOS BASES

Evento	Frecuencia base (veces/año)	Fuente	Comentario
Falla de válvula de corte/Control	1×10^{-2}	Ozog (1985), según Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis	
Corrosión	8×10^{-6}	Según API RP 581, Tabla 8.8	Se asumió una vez en la vida útil de 25 años con una tolerancia a la corrosión de 1/8" según criterios del diseño del proyecto dando una velocidad de 0,005 in/año
Falla de controlador/ trasmisor	1×10^{-2}	Ozog (1985) según Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis	
Error operativo	1×10^{-2}	Human Error Assessment and Reduction Technique (HEART) (Williams, 1986), según Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis	
Falla de mantenimiento	1×10^{-2}		Se asumió de manera similar a los errores operativos
Falla de válvula drenaje	1×10^{-5}	Ozog (1985) según Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis	

Fuente: Elaboración propia en base a las fuentes mencionadas.

TABLA 6.2
FRECUENCIA DE FALLAS GENÉRICAS SUGERIDAS EN EQUIPOS

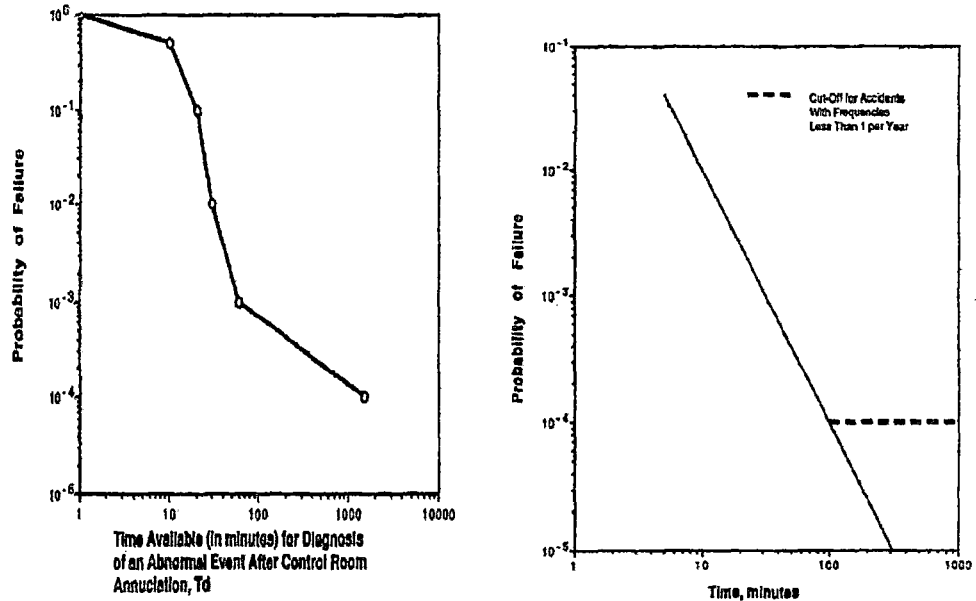
Equipment Type	Data Source (References)	Leak Frequency (per year for four hole sizes)			
		1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
Centrifugal Pump, single seal	1	6×10^{-2}	5×10^{-4}	1×10^{-3}	
Centrifugal Pump, double seal	1	6×10^{-3}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Column	2	8×10^{-5}	2×10^{-4}	2×10^{-5}	6×10^{-6}
Compressor, Centrifugal	1		1×10^{-3}	1×10^{-4}	
Compressor, Reciprocating	6		6×10^{-3}	6×10^{-4}	
Filter	1	9×10^{-4}	1×10^{-4}	5×10^{-5}	1×10^{-5}
Fin/Fan Coolers	3	2×10^{-3}	3×10^{-4}	5×10^{-8}	2×10^{-8}
Heat Exchanger, Shell	1	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Heat Exchanger, Tube Side	1	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Piping, 0.75 in. diameter, per ft	3	1×10^{-5}			3×10^{-7}
Piping, 1 in. diameter, per ft	3	5×10^{-6}			5×10^{-7}
Piping, 2 in. diameter, per ft	3	3×10^{-6}			6×10^{-7}
Piping, 4 in. diameter, per ft	3	9×10^{-7}	6×10^{-7}		7×10^{-8}
Piping, 6 in. diameter, per ft	3	4×10^{-7}	4×10^{-7}		8×10^{-8}
Piping, 8 in. diameter, per ft	3	3×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 10 in. diameter, per ft	3	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 12 in. diameter, per ft	3	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 16 in. diameter, per ft	3	1×10^{-7}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, > 16 in. diameter, per ft	3	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	1×10^{-8}
Pressure Vessels	2	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Reactor	2	1×10^{-3}	3×10^{-4}	3×10^{-5}	2×10^{-5}
Reciprocating Pumps	7	0.7	.01	.001	.001
Atmospheric Storage Tank	5	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	2×10^{-5}

Fuente: API 581: Risk-Based inspection, Base resource document.
Primera edición, Mayo 2000.

Se puede notar que para los distintos casos, en el caso de fugas la mayor probabilidad de estos equipos es de 1", por ello se tomó esta consideración en el análisis de consecuencias realizado.

Para nuestros estudios de tuberías mayores a 16", el valor de la probabilidad que se tomará para el árbol de fallas será del resultado de la multiplicación entre el valor de la probabilidad genérica (2.00×10^{-7} /pie) por la cantidad de pies que miden cada una de las tuberías.

FIGURA N°6.2
PROBABILIDAD DE FALLAS DE PERSONAL OPERATIVO DE
SALA DE CONTROL Y EN CAMPO

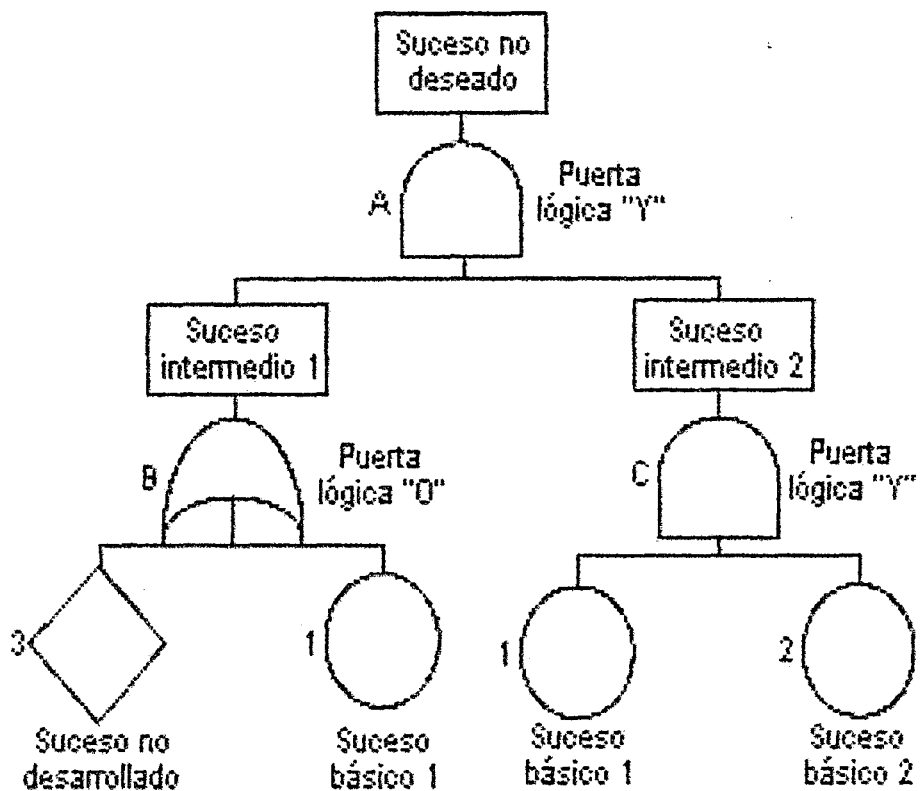


Fuente: Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis.
 Figura 3.22, página 373 y Figura 3.24, página 376.

a) DIAGRAMA DE ÁRBOL DE FALLA DE EQUIPOS
CRÍTICOS

El Análisis por Árboles de Fallos (AAF), es una técnica deductiva que se centra en un suceso accidental particular (accidente) y proporciona un método para determinar las causas que han producido dicho accidente. El hecho de su gran utilización se basa en que puede proporcionar resultados tanto cualitativos mediante la búsqueda de caminos críticos, como cuantitativos, en términos de probabilidad de fallos de componentes.

FIGURA N°6.3
DIAGRAMA DE ÁRBOL DE FALLAS



Fuente: Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis.
Página 311.

Para el tratamiento del problema se utiliza un modelo gráfico que muestra las distintas combinaciones de fallos de componentes y/o errores humanos cuya ocurrencia simultánea es suficiente para desembocar en un suceso accidental.





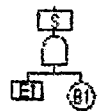

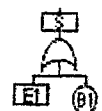



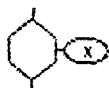
La técnica consiste en un proceso deductivo basado en las leyes del Álgebra de Boole, que permite determinar la expresión de sucesos

complejos estudiados en función de los fallos básicos de los elementos que intervienen en él.

Consiste en descomponer sistemáticamente un suceso complejo en sucesos intermedios hasta llegar a sucesos básicos, ligados normalmente a fallos de componentes, errores humanos, errores operativos, etc. Este proceso se realiza enlazando dichos tipos de sucesos mediante lo que se denomina puertas lógicas que representan los operadores del álgebra de sucesos.

Cada uno de estos aspectos se representa gráficamente durante la elaboración del árbol mediante diferentes símbolos que representan los tipos de sucesos, las puertas lógicas y las transferencias o desarrollos posteriores del árbol.

**TABLA N°6.3
SIMBOLOGÍA**

SÍMBOLOS	SIGNIFICADO DEL SÍMBOLO
	SUCESO BÁSICO. No requiere de posterior desarrollo al considerarse un suceso de fallo básico.
	SUCESO NO DESARROLLADO. No puede ser considerado como básico, pero sus causas no se desarrollan, sea por falta de información o por su poco interés.
	SUCESO INTERMEDIO. Resultante de la combinación de sucesos más elementales por medio de puertas lógicas. Asimismo se representa en un rectángulo el "suceso no deseado" del que parte todo el árbol.
	<p>PUERTA "Y"</p>  <p>El suceso de salida (S) ocurrirá si, y sólo si ocurren todos los sucesos de entrada (E1 B1).</p>
	<p>PUERTA "O"</p>  <p>El suceso de salida (S) ocurrirá si ocurren uno o más de los sucesos de entrada (E1 B1).</p>
	SÍMBOLO DE TRANSFERENCIA. Indica que el árbol sigue en otro lugar.
	PUERTA "Y" PRIORITARIA. El suceso de salida ocurrirá si, y sólo si todas las entradas ocurren en una secuencia determinada, que normalmente se especifica en una elipse dibujada a la derecha de la puerta.
	PUERTA "O" EXCLUSIVA. El suceso de salida ocurrirá si lo hace una de las entradas, pero no dos o más de ellas.
	PUERTA DE INHIBICIÓN. La salida ocurrirá si, y sólo si lo hace su entrada y además se satisface una condición dada (X).

Fuente: Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis página 311.

Para el caso de eventos externos, tales como vandalismo en las instalaciones del proyecto, el API 581 no hace referencia en forma genérica. Sin embargo, en forma específica puede existir este tipo de manifestación social el cual sólo

generaría retrasos operativos, mas no daños a los equipos. Es por ello, que este factor no ha sido tomado en cuenta en el árbol de fallas.

b) PRESENTACIÓN DE ARBOL DE EVENTOS "POST

FALLA"

A continuación se hizo el árbol de eventos, y se desarrolló los diferentes eventos que podrían ocurrir con la probabilidad de ocurrencia del mismo. Todo esto lleva a unos valores que permiten definir si el equipo analizado es crítico o no.

b.1) DESARROLLO DE ÁRBOLES DE EVENTOS

El análisis de las frecuencias de las hipótesis de accidente es realizado por Árboles de Eventos (AE) que cubren una secuencia lógica de propagación del evento, desde el derrame de producto, hasta las consecuencias posibles como incendio, explosión o simplemente la dispersión de la sustancia.

En las columnas del AE se pregunta sobre la ocurrencia de ignición inmediata (no local). En caso afirmativo, puede ocurrir, por ejemplo, un incendio en pileta. No habiendo ignición inmediata del producto liberado, las preguntas subsecuentes se refieren a la probabilidad de movimiento de la nube y la ocurrencia de ignición retardada de la misma, resultando en un

incendio en nube o explosión, dependiendo de las condiciones. En caso que no haya ignición, la nube se dispersa sin causar daño

Posterior a la construcción de los árboles de eventos, la frecuencia de cada escenario de accidente se obtiene multiplicando la frecuencia de los eventos iniciadores por las probabilidades de cada una de las ramificaciones del árbol (probabilidad de ignición y probabilidad de ocurrencia de explosión).

La explotación de un árbol de fallos puede limitarse a un tratamiento "cualitativo" o acceder a un segundo nivel de análisis a través de la "cuantificación" cuando existen fuentes de datos relativas a las tasas de fallo de los distintos componentes.

➤ **Evaluación cualitativa**

Consiste en analizar el árbol sobre el plano de su estructura lógica para poder determinar las combinaciones mínimas de sucesos básicos que hagan que se produzca el suceso no deseado o evento que se pretende evitar (noción de "conjunto mínimo de fallos").

Además, la estructura lógica de un árbol de fallos permite utilizar el álgebra de Boole, traduciendo esta estructura a ecuaciones lógicas. Para ello se expone muy brevemente tal sistema de equivalencia lógica:

- Una puerta "O" equivale a un signo "+", no de adición sino de unión en teoría de conjuntos.
- Una puerta "Y" equivale a un signo "." equivalente a la intersección.

Para la resolución de árboles de fallos se realizan los siguientes pasos:

1. Identificación de todas las puertas lógicas y sucesos básicos.
2. Resolución de todas las puertas en sus sucesos básicos.
3. Eliminación de los sucesos repetidos en los conjuntos de fallo: aplicación de la propiedad idempotente del álgebra de Boole.
4. Eliminación de los conjuntos de fallo que contengan a su vez conjuntos de fallo más pequeños, es decir, determinación de entre todas las combinaciones posibles, los conjuntos mínimos de fallo: aplicación de la ley de absorción del álgebra de Boole.

En la práctica, los árboles suelen ser bastante más complejos y la resolución en conjuntos mínimos de fallos es más dificultosa, por lo que se suele acudir a paquetes de software que resuelven los árboles tanto cualitativamente como cuantitativamente.

Asimismo, la utilización de la informática permite efectuar simulaciones que nos permiten examinar las diferentes combinaciones existentes y resumir el árbol en los conjuntos mínimos de fallos.

➤ **Evaluación cuantitativa**

Precisa conocer la indisponibilidad o probabilidad de fallo de aquellos sucesos que en el árbol se representan en un círculo (sucesos básicos) y determinar valores probabilísticos de fallo a aquellos sucesos que se representan en un rombo (sucesos no desarrollados).

Según el modo en que ha fallado el componente, se calcula la probabilidad de fallo del mismo en función de la tasa de fallo que se puede obtener en bancos de datos y, fundamentalmente, de la propia experiencia. Existe, asimismo, información que nos proporciona datos estimativos sobre tasas de errores humanos que permite asignar valores probabilísticos a su ocurrencia.

El conocimiento de los valores de probabilidad de los sucesos primarios (básicos o no desarrollados) permite:

- Determinar la probabilidad global de aparición del "suceso no deseado" o "evento que se pretende evitar".
- Determinar las vías de fallo más críticas, es decir, las más probables entre las combinaciones de sucesos susceptibles de ocasionar el "suceso no deseado".

Para la valoración de la probabilidad global de aparición del "suceso no deseado" se realizan los siguientes pasos:

1. Se asignan valores probabilísticos a los sucesos primarios.
2. Se determinan las combinaciones mínimas de sucesos primarios cuya ocurrencia simultánea garantiza la aparición del "suceso no deseado": establecimiento de los "conjuntos mínimos de fallos".
3. Se calcula la probabilidad de cada una de las vías de fallo representada por los conjuntos mínimos de fallos, la cual es igual al producto (intersección lógica en álgebra de Boole) de las probabilidades de los sucesos primarios que la componen.
4. Se calcula la "probabilidad de que se produzca el "acontecimiento final", como la suma de las probabilidades (unión lógica de todos los N conjuntos mínimos de fallo en álgebra de

Boole) de los conjuntos mínimos de fallo, como límite superior, ya que matemáticamente debería restarse la intersección de éstos.

b.2) PROBABILIDADES DE IGNICIÓN

Según la TNO – The Netherlands Organization of Applied Scientific Research, la probabilidad de ignición inmediata está relacionada con la sustancia y el tipo de derrame, si es continuo o instantáneo, según la siguiente tabla.

**TABLA N°6.4
PROBABILIDAD DE IGNICIÓN DIRECTA PARA INSTALACIONES
ESTACIONARIAS**

Fuente		Sustancia		
Continuo	Instantáneo	Líquidos	Gases poco reactivos	Gases medianamente reactivos
< 10kg/s	< 1 000 kg	6.5%	2%	20%
10 – 100 kg/s	1 000 – 10 000 kg	6.5%	5%	50%
> 100 kg/s	> 10 000 kg	6.5%	7%	70%

Fuente: “The Netherlands Organization of Applied Scientific Research. Guidelines for Quantitative risk Assessment, (The Purple Book)”, Directorate General of Labour, Holanda, 1ª Edición, 1999.

Para todos los casos, la fuga instantánea no sobrepasa los 1000 kg.

La tabla N° 6.7 presenta probabilidades de ignición retardada para diferentes áreas alrededor de una instalación:

**TABLA N°6.5
PROBABILIDAD DE IGNICION PARA UN INTERVALO DE UN MINUTO
PARA UN NÚMERO DE FUENTES.**

Fuente de ignición	Probabilidad de ignición en un minuto	Al no ocurrir una ignición posterior al minuto ocurre una dispersión de gases
Planta química	90% por sitio	10% por sitio

Refinería de petróleo	90% por sitio	10% por sitio
Industria pesada	70% por sitio	30% por sitio

Fuente: "The Netherlands Organization of Applied Scientific Research. Guidelines for Quantitative risk Assessment, (The Purple Book)", Directorate General of Labour, Holanda, 1ª Edição, 1999.

Los escenarios de ignición tardía, como son el jet fire, el pool fire y el CVE suceden debido a una fuga mediante un orificio de 1" durante un lapso de 10 minutos de iniciada la fuga, y con ello la probabilidad de ocurrencia ignición en 10 minutos es mayor a la de 1 minuto.

Para los equipos torres de nafta y el tanques de almacenamiento de condensado se tomara el valor de 20% para una ignición inmediata, por poseer una proporción muy elevada de C₂⁺ los cuales están en la lista de gases medianamente reactivos, 90% para una ignición tardía y 10% de esa ignición tardía para una dispersión de gases; sin embargo, la suma de estas probabilidades (20% del gas para ignición inmediata, 90% para ignición tardía y 10% de esa ignición tardía para una dispersión de gases) suma una cantidad mayor a 100% (que debe ser el total), y por ello se hará un recalcu para obtener ese 100%, y con esos valores se realizaran los arboles de eventos.

TABLA N°6.6
RECALCULO DE LAS PROBABILIDADES DE IGNICION PARA EQUIPOS
CON GASES CON PROPORCIONES MAYORES DE C₂⁺.

Ignición	Teórico	Recalculado
----------	---------	-------------

Inmediata	20%	18.18%
Tardía	90%	73.64%
Dispersión de gases	10%	8.18%

Fuente: "The Netherlands Organization of Applied Scientific Research. Guidelines for Quantitative risk Assessment, (The Purple Book)", Directorate General of Labour, Holanda, 1ª Edição, 1999.

Para los líquidos, se tomara el valor de 6.5% para una ignición inmediata, 90% para una ignición tardía y 10% de esa ignición tardía para una dispersión de gases; sin embargo, la suma de estas probabilidades (6.5% del gas para ignición inmediata, 90% para ignición tardía y 10% de esa ignición tardía para una dispersión de gases) suma una cantidad mayor a 100% (que debe ser el total), y por ello se hará un recalcu para obtener ese 100%, y con esos valores se realizaran los arboles de eventos.

**TABLA N°6.7
RECALCULO DE LAS PROBABILIDADES DE IGNICION PARA LOS
LÍQUIDOS**

Ignición	Teórico	Recalculado
Inmediata	6.5%	6.74%
Tardía	90%	83.94%
Dispersión de gases	10%	9.32%

Fuente: "The Netherlands Organization of Applied Scientific Research. Guidelines for Quantitative risk Assessment, (The Purple Book)", Directorate General of Labour, Holanda, 1ª Edição, 1999.

6.3 Definición de eventos de riesgos probables

Los eventos que se tienen una frecuencia menor de ocurrencia a 10^{-5} se consideraron improbables (véase gráfica N° 6.1 Página "142".), por lo cual los eventos con una frecuencia mayor se consideraron como probables.

Mediante el análisis de árbol de eventos para los escenarios de riesgos identificados, se establece la frecuencia de ocurrencia de las consecuencias resultantes. Así, se consolidan diversos tipos de consecuencias tales como derrames, incendios, explosiones, dispersión, dardo de fuego, Bleve, Boilover entre otros, para el caso de instalaciones de operación.

6.4 Análisis de Consecuencias

Para cada uno de los eventos de riesgos probables se calcularon las consecuencias. Estas pueden ser según el caso, derrames, dispersión de gas, fuego pileta, incendios confinados y no confinados, explosión de nube no confinada, entre otros para el caso de instalaciones en operación.

El análisis de consecuencias para eventos probables en instalaciones en la etapa de operación se realizó mediante cálculos de ingeniería con el cual se hallan las zonas de afectación al personal que opera las instalaciones y a terceros. Para eventos improbables el análisis se realizó cualitativas o cuantitativamente según la relevancia o consecuencia potencial del evento.

Para evaluar la severidad de las consecuencias de un evento de incendio se emplearon la información sobre los daños de la radiación térmica liberada durante un incendio (véase Tabla N°6.8 Página “159”)

**TABLA N° 6.8
DAÑOS POR RADIACIÓN TÉRMICA**

Radiación Térmica (KW/m²)	Daños esperados
37.5	Suficiente para causar daño a equipo de proceso Perdida de resistencia del acero no protegido y colapso de estructuras pesadas inclusive. No es posible evitar nuevos incendios en equipos, aún con agua de refrigeración.
25	Energía mínima para encender madera sometida a largas exposiciones
12.5	Ignición de madera, fusión de recubrimientos plásticos en cables eléctricos
9.5	Dolor por exposición después de 8 segundos, quemaduras de segundo grado después de 20 segundos de exposición
5.1	Quemaduras de 1er grado en 15 a 20 seg. Deshidratación de la madera.
4.0	Suficiente para causar dolor al personal si no es capaz de estar bajo protección en 20 segundos.
1.6	No causa daños por larga exposición

Fuente: Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis, segunda edición (2000) que recoge los efectos de la radiación térmica del Banco Mundial (1985)

Los niveles de exposición empleados para el análisis en el presente reporte son 37.5 KW/m² que equivale a la destrucción total de los activos, 12.6 KW/m² que corresponde a la zona en cualquier material combustible arderá y 5 KW/m² que corresponde a la zona de exclusión de las personas.

En el caso de explosiones el impacto de un evento se refleja en la presión de la onda expansiva. La tabla N° 4.2 muestra las consecuencias de los diferentes niveles de exposición.

TABLA N°6.9
CONSECUENCIAS DE EVENTOS DE EXPLOSIONES

Sobrepresión			Daños esperados
Psi	Bar	Atm	
0.03	0.002	0.002	Rotura ocasional de grandes ventanas ya algo dañadas
0.04	0.003	0.003	Un ruido alto (143 dB); estruendo sónico.
0.1	0.007	0.007	Rotura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	0.010	0.010	Presión típica de fallas de vidrio.
0.3	0.021	0.020	Distancia segura, 95% de probabilidad de no sufrir daño debajo de esta presión. Algunos daños para techos caseros; 10% de vidrios de ventana rotos.
0.4	0.028	0.027	Daño estructural limitado
1	0.069	0.068	Demolición parcial de casas, convertidas en inhabitables.
1.3	0.090	0.088	Estructuras de acero de construcción ligeramente distorsionadas.
2	0.138	0.136	Desplome parcial de paredes y techos de casas.
2.3	0.159	0.156	Límite inferior de daño estructural grave.
2.5	0.172	0.170	50% de destrucción de casas de ladrillo.
3	0.207	0.204	Estructuras de acero de construcciones distorsionadas y extraídas de sus cimientos. Equipo pesado (3000lb) en edificios industriales sufre daño pequeño.
5	0.345	0.340	Armazón de madera destrozado. Equipo pesado (40 000lb) en edificios ligeramente dañados.
7	0.483	0.476	Vagones cargados son volteados.
9	0.621	0.612	Vagones cerrados en tren con carga demolidos.
10	0.689	0.680	Probable destrucción total de los edificios. Má quinas y equipos pesados (7000lb) son removidas de su lugar y seriamente dañadas, solo quedan sin daño máquinas muy robustas (12 000 lbs)

Fuente: Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis, segunda edición (2000)

Los niveles de exposición empleados para el análisis en el presente reporte son 5 psi que corresponde a la destrucción total de los activos, 1 psi que corresponde a la zona de demolición parcial de estructuras y edificaciones y 0.3 que corresponde a la zona de exclusión de las personas con daño menor de las instalaciones.

Las consecuencias del incendio se evaluaron mediante un cálculo de radiación.

Para este cálculo como modelo de incendio el tipo charco de fuego (“Pool Fire”), la cual es típica para tanques atmosféricos de hidrocarburos.

➤ **Determinación de la geometría del fuego**

Por otra parte, si el líquido queda retenido dentro de algún recipiente, tanque o área protegida, como puede ser una cubeta, el incendio no dependerá tanto de si el escape es instantáneo o continuo. En muchos de los modelos que se proponen a continuación es necesario conocer el diámetro del incendio. En caso de que el líquido haya quedado retenido en una cubeta o tanque, este diámetro será directamente el de la cubeta o tanque. Si la cubeta es rectangular, el diámetro equivalente de una cubeta circular con una área igual a la de la cubeta rectangular.

A continuación se determina la altura de la llama; como hay presencia de viento se deben utilizar las ecuaciones:

Altura de la llama:

$$\frac{H}{D} = 6.2 \left[\frac{m_B}{\rho_v \sqrt{gD}} \right]^{0.254} u_{10}^{-0.644} \dots\dots (1)$$

Donde, u_{10}^* es la velocidad adimensional del viento.

$$u_{10}^* = \frac{u_w}{[(g m_B D) / \rho_v]^{1/3}} \dots\dots (2)$$

$$\dot{y}_{\max} = 127 \times 10^{-6} \frac{\Delta H_c}{\Delta H^*} \dots (3)$$

$$m_B = 1 \times 10^{-3} \frac{\Delta H_c}{\Delta H^*} \dots (4)$$

Dónde:

D: Diámetro de la llama o charco que es equivalente al diámetro del tanque (m).

Y_{\max} : Tasa de descenso de nivel o Velocidad de Combustión (m/s).

m_B : Velocidad de combustión ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$).

ΔH_c : Calor Neto de Combustión (kJ/kg)

ΔH^* : Calor de Vaporización en el punto de ebullición de líquido (kJ/kg)

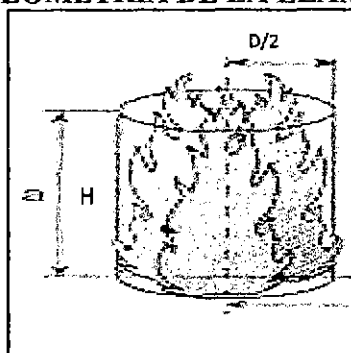
ρ_a : Densidad del aire a temperatura de ambiente (kg/m^3).

ρ_v : Densidad del vapor inflamable a temperatura de ebullición (kg/m^3).

u_w : Velocidad del viento (m/s).

g: Gravedad ($9,81 \text{ m}/\text{s}^2$).

**FIGURA N° 6.4
GEOMETRÍA DE LA LLAMA.**



Fuente: Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis (Aiche) 2000

➤ **Radiación de la llama (E_t):**

El efecto térmico del incendio de un charco es principalmente la radiación. Cuando se habla de radiación térmica debe tenerse en cuenta tanto el emisor de esta radiación como el objeto u objetos que se encuentran expuestos a ella. Así pues, ya se ha dicho que para el incendio se tomará el modelo de cuerpo sólido. La expresión siguiente permite determinar la radiación térmica sobre un objeto a cierta distancia de las llamas.

$$E_t = \tau \cdot E_{av} \cdot F_{2l} \dots\dots\dots (5)$$

Dónde:

E_t : Radiación térmica ó cantidad de calor emitido durante el incendio (kW/m^2).

τ_a : Transmisividad atmosférica (adimensional).

E_{av} : Poder emisor de zona luminosa (kW/m^2).

F_{2l} : Factor de vista máximo (adimensional).

A continuación se explican los conceptos de transmisividad atmosférica (τ_a), poder emisivo (E_{av}) y factor de vista máximo (F_{21}), así como las expresiones que permiten determinarlos.

➤ **Poder emisivo (E_{av}):**

El poder emisivo es la cantidad de calor emitido en forma de radiación por unidad de superficie de la llama. La radiación térmica de un incendio proviene tanto de los gases emitidos (vapor de agua, dióxido y monóxido de carbono) como de las partículas luminosas de ceniza. Las especies gaseosas emiten en una determinada franja del espectro mientras la ceniza lo hace en todo el espectro.

Hay que tener en cuenta también, ya que en muchos casos se ha observado que en grandes incendios de hidrocarburos una parte importante de la llama queda escondida detrás de una espesa capa de humo negro. El humo absorbe una parte muy importante de la radiación emitida y esto provoca que la fracción de energía que llega al entorno sea mucho menor. Para este tipo de incendios se propone la correlación siguiente:

$$E_{av} = E_m e^{-SD} + E_s (1 - e^{-SD}) \quad \dots\dots\dots (6)$$

Esta ecuación se adapta bastante bien a los resultados experimentales de diversos autores. Se puede considerar que el poder emisivo del humo (E_s) es

aproximadamente 20 kW/m² y el de las llamas (E_m) de preferencia 140 kW/m² y

S: 0,12 m⁻¹.

Dónde:

E_{av}: Poder emisor de zona luminosa (kW/m²).

E_s: Poder emisor de humo (kW/m²).

E_m: Poder emisor de llamas (kW/m²).

D: Diámetro de la llama o charco (m).

S: Parámetro experimental (m⁻¹).

➤ **Factor de Vista Geométrico (F₂₁):**

El factor de vista puede definirse como la fracción de la energía total radiante, emitida por la superficie de la llama, que alcanza directamente a un infinitésimo de la superficie de un objeto cercano a la llama. Se calcula mediante la expresión:

$$F_{21} = \frac{I(D/2)^2}{(L^2 + H^2)^{3/2}} \dots\dots\dots (7) \text{ Si el } L > D/2$$

Dónde:

D: Diámetro de la llama o charco, equivalente al diámetro del tanque (m).

F: Factor de vista máximo (m^{-2}).

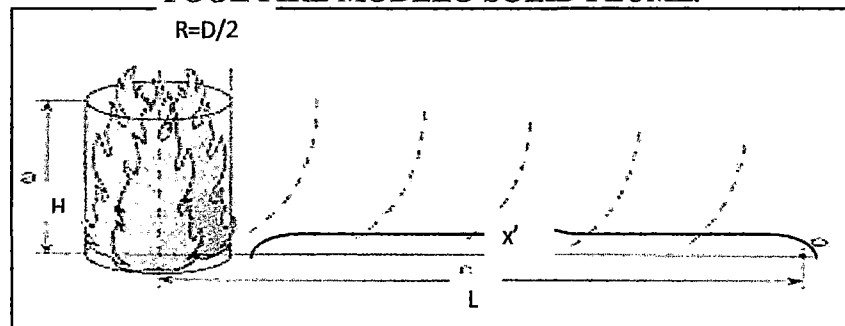
H: Altura de la llama (m)

X: Distancia de la pared del tanque al punto a evaluar (distancia al punto P, radios de acción, m; véase figura N°6.5, página “166”)

R: D/2; radio de la llama para el caso del incendio cilíndrico)

$L=X+R$, Distancia del centro de la llama al punto a evaluar, para incendio cilíndrico.

FIGURA N°6.5
ESQUEMA DE EVALUACIÓN DE RADIACIÓN TIPO DE FUEGO
POOL FIRE MODELO SOLID PLUME.



Fuente: Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis (Aiche) 2000

➤ **Transmisividad atmosférica (τ_a):**

El valor de la transmisividad atmosférica es necesario cuando se quiere determinar la cantidad de calor que recibe un objeto a una determinada distancia de la llama. En este caso, la radiación emitida por las llamas se verá parcialmente atenuada con la absorción y la reflexión que produce el

medio durante el trayecto entre la llama y el objeto. El método más sencillo para calcular la transmisividad atmosférica se basa en la ecuación:

$$\tau_a = 2.02(P_w Y_s)^{-0.09} \dots\dots\dots(8)$$

$$P_w = 101325 (RH) \exp\left(14.4114 - \frac{5328}{T_a}\right) \dots\dots\dots(9)$$

Dónde:

τ_a :Transmisividad atmosférica (adimensional)

X_s : Velocidad másica de combustión (m) (distancia al punto P, radios de acción, m, Figura N° 6.5, página “166”).

HR: Humedad relativa (%).

P_w : Presión parcial del agua (Pa).

T_a : Temperatura de ambiente (K).

6.5 Clasificación de riesgos:

Para cada uno de los riesgos identificados se estableció la fuente del riesgo, su ubicación, el riesgo asociado, el indicador de alerta de ser aplicable así como el control existente o previsto.

La calificación de los riesgos se realizó sobre la base de la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias del evento.

Para la Calificación de la probabilidad de cada evento se empleó la calificación siguiente, la cual ha sido recogida de la NFPA 59ª Versión 2007 y adaptada para los propósitos del presente estudio de riesgos:

**TABLA N°6.10
ÍNDICE DE LA SEVERIDAD**

Afectación	Menor=1	Moderado=2	Grave=3	Muy Grave =4
A las personas				
Seguridad a personal dentro de las instalaciones	Sin lesiones: primeros auxilios	Atención Médica; Lesiones menores sin incapacidad; efectos a la salud reversibles	Hospitalización; múltiples lesionados, incapacidad parcial o total temporal; efectos moderados a la salud	Una o más fatalidades; Lesionados graves con daños irreversibles; Incapacidad parcial o total permanentes
Seguridad a personal fuera de las instalaciones de la zona de influencia	Sin afectación a la seguridad y salud publica	Alerta vecinal; afectación potencial a la seguridad y la salud pública.	Evacuación; Lesiones menores o afectación a la seguridad y salud pública moderada; costos por afectaciones y daños de 500 mil a un millón de dólares	Evacuación; lesionados; una o más fatalidades; afectación a la seguridad y salud pública; costos por lesiones y daños mayores a un millón de dólares
Al ambiente				
Efectos dentro de las instalaciones	Olores desagradables; ruidos continuos; emisiones en los límites de reporte; polvos y partículas en el aire	Condiciones peligrosas; informe a las autoridades; emisiones mayores a las permitidas; polvos, humos, olores significantes	Preocupación en el sitio por: fuego y llamaradas; ondas de sobre presión; fuga de sustancias tóxicas (también se comprende fugas y derrames de hidrocarburos e incendios menores a 10000 lb de hidrocarburos-API 581)	Continuidad de la operación amenazada; incendios, explosiones o nubes tóxicas; evacuación del personal.

Efectos fuera de las instalaciones de la zona de influencia	Operación corta de quemadores; olores y ruidos que provocan pocas quejas de vecinos	Molestias severas por presencia intensa de humos, partículas suspendidas y olores; quemadores operando continuamente; ruidos persistentes y presencia de humos	Remediación requerida; fuego y humo que afectan áreas fuera del centro de trabajo; Explosión que tiene efectos fuera del centro de trabajo; presencia de contaminantes significativa	Descargas mayores de gas o humos. Evacuación de vecinos, escape significativo de agentes tóxicos; daño significativo a largo plazo de la flora y fauna ó repetición de eventos mayores
Descargas y derrames	Derrames y/o descarga dentro de los límites de reporte; contingencia controlable.	Informe a las Autoridades. Derrame significativo en tierra hacia ríos o cuerpos de agua. Efecto local. Bajo potencial para provocar la muerte de Peces.	Contaminación de un gran volumen de agua. Efectos severos en cuerpos de agua; mortandad significativa de peces; incumplimiento de condiciones de descarga permitidas; reacción de grupos ambientalistas.	Daño mayor a cuerpos de agua; se requiere un gran esfuerzo para remediación. Efecto sobre la flora y fauna. Contaminación en forma permanente del suelo o del agua.
Al Negocio e Imagen de la Empresa				
Pérdida de producción, daños a las instalaciones	Menos de una semana de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la	De 1 a 2 semanas de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la producción, hasta 900 mil	De 2 a 4 semanas de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la producción de hasta 2 millones de dólares	Más de un mes de paro. Daños a propiedades o a las instalaciones; pérdida mayor a 2 millones de dólares

	producción, menor a 500 miles de dólares	dólares		
Efecto legal	Incidente reportable	Se da una alerta por parte de las Autoridades	Multas significativas; suspensión de actividades	Multa mayor, proceso judicial
Daños en propiedad de terceros	Las construcciones son reutilizables, con reparaciones menores. Poco riesgo para los ocupantes	Las reparaciones son mayores, con costos similares a edificaciones nuevas. Riesgo de alguna lesión a ocupantes	Pérdida total de los bienes o de la funcionalidad de los bienes; posibilidad de lesiones o fatalidades	Demolición y reedificación de inmuebles; sustitución del edificio. Posible lesión fatal a algún ocupante
Atención de los medios al evento	Difusión menor del evento, prensa y radio locales	Difusión local significativa; entrevistas, TV local	Atención de medios a nivel nacional	Cobertura nacional. Protestas públicas. Corresponsales extranjeros

Fuente: Elaboración propia en base al Estudio de Riesgo Mechorita.

TABLA N° 6.11
EQUIVALENCIA DE FRECUENCIAS CUALITATIVA Y CUANTITATIVA

Factores	Remota=1	Baja=2	Media=3	Alta =4
Frecuencia de ocurrencia	$<10^{-3}$ (<1 en 1000 años)	$10^{-2} - 10^{-3}$ (1 en 100 y 1000 años)	$10^{-1} - 10^{-2}$ (1 entre 10 y 100 años)	$> 10^{-1}$ (>1 en 10 años)

Fuente: PEMEX, N° de Documento: NRF-018-PEMEX-2007.

TABLA N°6.12
ÍNDICE DE LA PROBABILIDAD

Factores	Remota=1	Baja=2	Media=3	Alta =4
Controles de Ingeniería				
Barreras de protección ^(a y b)	Dos o más sistemas pasivos de seguridad independientes entre sí. Los sistemas son confiables; no requieren intervención del personal o de fuentes de energía	Dos o más sistemas, al menos uno de ellos pasivo. Todos son confiables	Uno o dos sistemas activos y complejos. La confiabilidad de los sistemas, pueden tener fallas de causa común; que de ocurrir puede afectar a los sistemas	Ningún sistema o uno activo y complejo; poco confiable
Pruebas (Interruptor, integridad mecánica y sistemas de emergencia)	Protocolos de prueba bien documentados; función verificada completamente; buenos resultados; fallas raras	Pruebas regulares; la verificación de funcionamiento puede estar incompleta; los problemas no son comunes	No se prueban a menudo; se registran problemas, algunas pruebas programadas no son	No están definidas; no se realizan ó no se aprecia su importancia

			realizadas	
Antecedentes de accidentes e incidentes	No se registran accidentes graves, muy pocos incidentes y todos menores. Cuando se presentan, la respuesta es con acciones correctivas rápidas	No se presentan accidentes o incidentes graves. Se dan algunos accidentes/incidentes menores. Las causas raíz han sido identificadas y las lecciones son capitalizadas	Un accidente o incidente menor. Sus causas no fueron totalmente entendidas. Hay dudas de si las medidas correctivas fueron las correctas	Muchos incidentes y/o accidentes. No se investigan y registran. Las lecciones no son aprendidas
Experiencia operacional	Los procesos son bien entendidos. Rara vez se rebasan los límites de operación y cuando esto ocurre, se toman acciones inmediatas para volver a condiciones normales	Rara vez se rebasan los límites de operación. Cuando esto ocurre, las causas son entendidas. Las acciones correctivas resultan efectivas	Transitorios operacionales menores, no son analizados o no se toman acciones para su control. Transitorios serios, son atendidos y eventualmente resueltos	Transitorios rutinarios, no son analizados ni explicados. Sus causas no son bien entendidas
Administración de Cambios	En cuanto a cambios, el proceso es estable; Los peligros potenciales asociados son bien	El número de cambios es razonable. Puede haber nuevas tecnologías,	Cambios rápidos ó aparición de nuevas tecnologías. Los Análisis de	Cambios frecuentes. Tecnología cambiante. Análisis de

	entendidos. La información para operar dentro de los límites y condiciones seguras, siempre está disponible	sobre las que se tenga alguna incertidumbre. Buenos análisis de riesgos de los procesos	riesgos de los procesos son superficiales. Incertidumbre sobre los límites de operación	riesgos incompletos o de pobre contenido técnico. Se aprende sobre la marcha
Factores humanos				
Entrenamiento Y procedimientos	Instrucciones operativas claras y precisas. Disciplina para cumplirlas. Los errores son señalados y corregidos en forma inmediata. Reentrenamiento rutinario, incluye operaciones normales, transitorios operacionales y de respuesta a emergencias. Todas las contingencias consideradas	Las instrucciones operativas críticas son adecuadas. Otras instrucciones operativas, tienen errores o debilidades menores. Auditorias y revisiones rutinarias. El personal está familiarizado con la aplicación de los procedimientos	Existen instrucciones operativas. Estas instrucciones no son revisadas ni actualizadas de forma regular. Entrenamiento deficiente sobre los procedimientos para la respuesta a emergencias	Las instrucciones operativas se consideran innecesarias; el "entrenamiento" se da por transmisión oral; los manuales de operación sin control; demasiadas instrucciones verbales en la operación; sin entrenar para la respuesta a emergencias

<p>Habilidades y desempeño de operadores, personal de mantenimiento, supervisores y proveedores y/o contratistas</p>	<p>Múltiples operadores con experiencia en todos los turnos. El trabajo o aburrimiento no son excesivos. Nivel de estrés óptimo. Personal bien calificado. Clara dedicación y compromiso con su trabajo. Personal sin capacidades disminuidas. Los riesgos son claramente comprendidos y evaluados</p>	<p>El personal nuevo nunca está solo en cualquier turno. Fatiga ocasional. Algo de aburrimiento. El personal sabe que hacer de acuerdo a sus calificaciones y sus limitaciones. Respeto por los riesgos identificados en los procesos</p>	<p>Posible turno donde el personal es novato o sin mucha experiencia., pero no es muy común que esto ocurra. Periodos cortos de fatiga y aburrimiento para el personal. No se espera que el personal razone. El personal asume ideas más allá de sus conocimientos. Nadie comprende los riesgos</p>	<p>Alta rotación de personal. Uno o más turnos con personal sin experiencia. Exceso de horas de trabajo, la fatiga es común. Programas de trabajo agobiantes. Moral baja. Trabajos realizados por personal con poca habilidad. Los alcances del trabajo no están definidos. No existe conciencia de los riesgos</p>
--	--	---	---	---

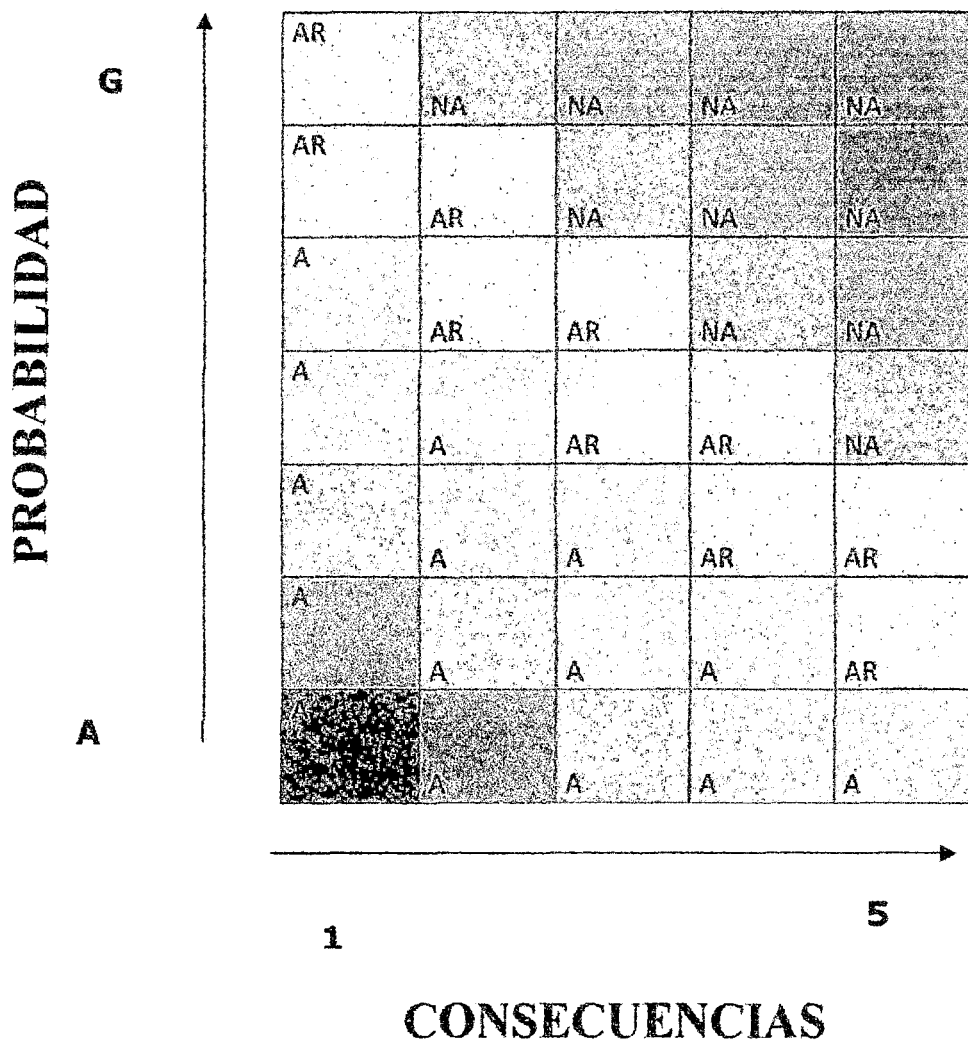
(a) Pasivas: No requieren acciones del personal (sistema automático).

(b) Activas: Involucran la intervención del personal.

Fuente: Elaboración propia en base al Estudio de Riesgo Mechorita.

Luego de clasificar cada evento de riesgo identificado se construyó la matriz de riesgos correspondiente. Esta matriz ha sido tomada de la nueva versión del NFPA 59ª.

**FIGURA N°6.6
MATRIZ DE RIESGOS**



Fuente: NFPA 59ª

La clasificación de los riesgos se realizó con los siguientes criterios:

**TABLA N°6.13
CLASIFICACIÓN DEL RIESGO**

Nivel del riesgo	Tolerancia al riesgo	Rango	Acciones
Alto	Inaceptable o No Tolerable	NA	Situación crítica que requiere tomar acciones de inmediato. De no ser posible mitigar el riesgo debe prohibirse el proyecto o la operación. Realizar análisis cuantitativo de riesgo completo definiendo planes de acción e indicando como el riesgo debe ser reducido
Moderado	Tolerable o Aceptable con condiciones	AR	Mitigar el riesgo y tomar medidas correctivas con o sin inversión asociada en un plazo determinado
Bajo	Tolerable o Aceptable	A	No es necesario tomar medidas correctivas, pero pueden recomendarse medidas que no supongan inversiones o gastos. Cuando sea apropiado, realizar investigaciones locales para riesgos menores

Fuente: NFPA 59ª

**TABLA N° 6.14
MAGNITUD DEL RIESGO**

Nivel		CONSECUENCIAS			
		1	2	3	4
		Menor	Moderado	Grave	Muy Grave
PROBABILIDAD	4 Alta	4	8	12	16
	3 Media	3	6	9	12
	2 Baja	2	4	6	8
	1 Remota	1	2	3	4
Niveles de riesgo		Bajo: 1 - 3	Moderado (*): 4 - 6	Importante: 8 - 9	Altos: 12-16
		Se procede con el trabajo y no es necesario mejorar la acción preventiva. Sin embargo se deben considerar soluciones más	Se hace el trabajo con supervisión permanente y/o Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones	Nivel del riesgo debe ser reducido. De lo contrario no se debe comenzar la actividad hasta que se haya reducido el	No se hace el trabajo bajo ninguna circunstancia y se deben parar las actividades hasta que se reduzca el riesgo, sino es

	rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante.	precisas. Las medidas para reducir el riesgo deben implementarse a mediano plazo.	riesgo en el corto plazo.	posible reducirlo, debe prohibirse las actividades en las áreas afectadas por el siniestro
--	--	--	----------------------------------	---

(*): La ponderación 4 implica que el trabajo operativo se debe hacer supervisión permanente de manera obligatoria y sin necesidad a implementar cambios.

Fuente: NFPA 59ª

6.6 Mitigación de Riesgos

De resultar eventos de riesgo que sean inaceptables se establecerán las medidas de mitigación que sean necesarias para reducir la probabilidad de ocurrencia o la severidad de las consecuencias.

Para cada uno de los casos de eventos con alta probabilidad de ocurrencia, alto riesgo o riesgo extremo se establecerán las medidas de mitigación, monitoreo y control así como el tiempo de respuesta para el caso de riesgo mayor.

Dichas medidas de mitigación requieren ser cuantificadas en términos de costo y debe considerarse un cronograma de ejecución, tanto el presupuesto como el cronograma serán materia de fiscalización por la Autoridad.

CAPITULO VII
DETERMINACIÓN DE LOS POSIBLES ESCENARIOS DE
RIESGOS INCLUYENDO AGENTES EXTERNOS

7.1 Escenarios de riesgo

En la presente sección se evaluaron diversos aspectos asociados con el riesgo al que se encuentran sometidas la unidad de destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural y se definieron y analizaron los escenarios de riesgo originados por agentes internos y externos.

Los siguientes escenarios primarios de riesgo han sido identificados para la Unidad de Destilación primaria de una Planta de fraccionamiento de líquido de gas natural:

- Pérdida de sustancia inflamable en equipos de las de almacenamiento, calentamiento, destilación y agotamiento de la Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural.
- Interferencias y afectaciones por terceros.
- Sismos y Tsunamis
- Inundaciones por condiciones climáticas extremas
- Riesgos asociados con fallas de materiales, procedimientos de fabricación o diseño de equipos o sistemas críticos

Las fugas y derrames pueden desencadenar otros eventos de riesgo como incendios, fogonazos, dardos de fuego o explosiones cuando la pérdida de contención del fluido está acompañada por la presencia de una fuente de ignición.

Los eventos originados por agentes externos, pueden dar lugar a la pérdida de contención del fluido y desencadenar otros eventos subsecuentes.

En lo que sigue se analizaron estos posibles escenarios.

7.2 Riesgos de la Instalación

7.2.1 Pérdida de sustancia inflamable (líquido o vapor) en tanques de condensados, columnas de fraccionamiento, columnas de agotamiento, hornos de Precalementamiento, intercambiadores de precalentamiento, reboilers, enfriadores, condensadores, aeroenfriadores y bombas, ocasionada por rotura parcial de brida, válvula, conexión, purga o por falla de materiales e instrumentación.

Como resultado se produce deflagración de vapores no confinados (UVCE) e incendio Pool Fire en el interior del equipo y podría producir el colapso del mismo y el derrame del producto.

Al igual que en caso anterior, de encontrar una fuente de ignición, se pueden producir eventos subsecuentes, que más adelante fueron analizados con la técnica de árboles de eventos.

7.2.2 Incendios y explosiones

Una fuga de producto combinada con un evento de incendio o explosión en la planta debe ser considerada como el accidente de máxima gravedad.

Los incendios pueden ser provocados tanto por factores endógenos como por exógenos de acuerdo con las siguientes causas:

- Errores humanos o accidentes
- Acciones planificadas de terceros (robos, atentados o sabotaje)
- Incendio provocado por procedimientos inadecuados durante las operaciones con equipos y maquinaria
- Chispa, fuente de calor o de ignición en presencia de aire o atmósferas combustibles o Explosivas
- Corto circuito en instalaciones y conexiones eléctricas de equipos o instalaciones

Las consecuencias de los incendios y explosiones son función del tipo de producto, de la cantidad de material liberado a la atmósfera y fueron analizados con mayor detalle más adelante mediante cálculos de ingeniería.

7.2.3 Fogonazo o Flash fire

Este tipo de evento consiste en un fuego intenso y súbito causado por la ignición de una mezcla de aire y una sustancia inflamable dispersa en una adecuada concentración para su combustión. Este evento se caracteriza por un

rápido movimiento del frente de flama y tiene un flux de calor de 84 kW/m² por periodos relativamente cortos, típicamente menores a 3 segundos.

En un Flash Fire la llama se propaga a velocidad subsónica, por lo que los daños por sobre-presión son usualmente despreciables. El principal daño es causado por la radiación térmica y los fuegos secundarios que la llamarada pueda ocasionar.

Debido a la alta intensidad de la radiación, un Flash Fire (o fuego tipo llamarada) las consecuencias son fatales sobre el personal que se encuentre en el área de la llamarada en los instantes en que se produzca, el personal no expuesto a la llamarada no sufrirá daños mayores.

Este tipo de evento se produce cuando el gas o los vapores tienen una concentración comprendida entre el Límite inferior de Inflamación (LFL) y el límite superior de infamación) y alcanzar una fuente de ignición.

5.2.4. Pool Fire

Es el fuego que se desarrolla desde un volumen de líquido inflamable o combustible, confinado en un recinto, recipiente o en forma de charco derramado sobre el suelo.

Efectos que produce: Radiación (KW/m²)

7.2.5. Bleve

BLEVE es el acrónimo inglés de "Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion". Este tipo de explosión ocurre en tanques que almacenan gases

licuados a presión, en los que por ruptura o fuga del tanque, el líquido del interior entra en ebullición y se incorpora masivamente al vapor en expansión. Si el vapor liberado corresponde a un producto inflamable, se genera una bola de fuego también en expansión. En una BLEVE la expansión explosiva tiene lugar en toda la masa de líquido evaporada súbitamente.

La causa más frecuente de este tipo de explosiones es debida a un incendio externo que envuelve al tanque presurizado, lo debilita mecánicamente, y produce una fisura o ruptura del mismo.

En una BLEVE se manifiestan las siguientes consecuencias físicas:

Sobre-presión por la onda expansiva: La magnitud de la onda de sobre-presión depende de la presión de almacenamiento, del calor específico del producto implicado y de la resistencia mecánica del depósito.

Proyección de fragmentos: La formación de proyectiles suele limitarse a fragmentos metálicos del tanque y a piezas cercanas a éste. Se trata de una consecuencia difícilmente predecible.

Radiación térmica de la bola de fuego: La radiación de la bola de fuego suele tener un alcance mayor que el resto de efectos, y es la que causa más daños. El alcance de la radiación depende del tipo y cantidad de producto almacenado, y de la temperatura y humedad relativa ambiental.

El mayor efecto de una BLEVE es la radiación de la bola de fuego que sigue a la explosión del recipiente.

Para el caso del LGN, de acuerdo a las referencias consultadas, no se conocen de eventos de este tipo que hayan ocurrido en instalaciones de LNG, por lo que la ocurrencia de una BLEVE se considera muy poco probable. En el caso del almacenamiento de propano y etileno una BLEVE podría tener lugar si se dan las condiciones para su ocurrencia, tales como incendio adyacente al tanque presurizado que produce la pérdida de contención del fluido.

7.3 Riesgos por agentes externos

Los riesgos por agentes externos identificados son los siguientes:

- Interferencias y afectaciones por terceros.
- Sismos y Tsunamis.
- Inundaciones por condiciones climáticas externas.
- Riesgos asociados a defectos o fallas en materiales, procedimientos de fabricación o diseño de equipos o sistemas críticos.

En lo que sigue se describen con mayor detalle dichos riesgos

7.3.1 Interferencias y afectaciones por Terceros

Los daños a la planta por interferencias de terceros incluyen a los siguientes:

- a. Sabotaje
- b. Terrorismo
- c. Huelga/Paro

d. Vandalismo

a. **SABOTAJE**

El sabotaje es una acción deliberada dirigida a debilitar a un enemigo mediante la subversión, la obstrucción, la interrupción o la destrucción de material. Un sabotaje se puede dar de muchas maneras y los ejemplos son muchos: un ejemplo sería interrumpir con un objeto extraño y dañar la maquinaria que elabora un producto.

Un sabotaje se centra en la creación de graves perjuicios económicos, poniendo un alto temporal o permanente a ciertas actividades. Los sabotadores están estrechamente con el movimiento ambientalista y anarquista.

No se encuentra reportadas antecedentes históricos de sabotajes en Planta Pisco, sin embargo por la naturaleza de los materiales que se encuentran en la planta podría causar daños significativos a las instalaciones.

b. **TERRORISMO**

El terrorismo consiste en la violencia o la amenaza utilizada por un individuo o grupo de personas como estrategia política.

No se encuentra reportadas antecedentes históricos de terrorismo en Planta Pisco ni en zona de influencia, sin embargo por la naturaleza de los

materiales encontrados en la planta podrían causar daños significativos a las instalaciones.

c. HUELGA/PARO

La huelga o paro es la suspensión colectiva de la actividad laboral por parte de los trabajadores con el fin de reivindicar mejoras en las condiciones de trabajo o manifestarse contra recortes en los derechos sociales; según la Organización Internacional del Trabajo, es uno de los medios legítimos fundamentales de que disponen los ciudadanos y específicamente los trabajadores (a través del movimiento sindical y las organizaciones sindicales) para la promoción y defensa de sus intereses económicos y sociales.

d. VANDALISMO

El concepto de vandalismo va asociado al fenómeno urbano, de tal forma que se traduce como la agresión, generalmente en grupo, de carácter urbano con el fin de producir de forma voluntaria y gratuita daños materiales. Este tipo de violencia se proyecta sobre papeleras, paradas de autobús, vehículos públicos y privados, cabinas telefónicas, fachadas de edificios y, en definitiva, sobre todo aquello que se ponga o interfiera en su camino.

Ante el terremoto sucedido del 2007 en Ica, los penales fueron destruidos y los presos fugados, reportándose asaltos a vehículos de traslados de personas heridas, así mismo la infraestructura de múltiples comisarías de las zona afectadas por el terremoto quedaron destruidas quedando seriamente afectadas, el ingreso de elementos de mal vivir a los albergues con armas blancas con la finalidad de robar la ayuda humanitaria que se había distribuido a los damnificados eran actos vandálicos, en la ciudad de Pisco, se producen brotes de pillaje y vandalismo lo que obligó a las fuerzas armadas y policiales a realizar patrullajes permanentes y dar garantías a los albergues y refugios temporales. Se Informó dos intentos de ingreso de una turba al aeropuerto donde estaban los almacenes de ayuda, reportándose que elementos de mal vivir ingresaban a saquear a las viviendas que habían colapsado por el terremoto.

7.3.2 Sismos, Tsunamis y Rayos Y/O Tormentas Eléctricas

a. SISMO

Los sismos son movimientos convulsivos en el interior de la tierra y que generan una liberación repentina de energía que se propaga en forma de ondas provocando el movimiento del terreno.

Existen zonas que tienen una mayor tendencia a sufrir sismos. Se trata de aquellas regiones donde la concentración de fuerzas generada por los límites de

las placas tectónicas hace que los movimientos de reajuste sean más frecuentes, tanto en el interior de la corteza terrestre como en la superficie de la Tierra.

Antecedentes históricos⁹

En Pisco (playa Lobería) la actividad sísmica está asociada principalmente al fenómeno de subducción de la placa de Nazca. La actividad sismo-tectónica en la zona de la corteza continental también tiene influencia en la planta, aunque en menor proporción respecto a la actividad sísmica debido al fenómeno de subducción. Las principales fallas neotéctónicas de influencia en el proyecto son: Falla de Ica, Falla Huamaní y Falla Condoray.

Según informes, el último sismo y/o terremoto que se produjo en el Perú en ICA fue el 15 de agosto de 2007, frente a las costas de Chincha Alta y a 60 kilómetros al oeste de la ciudad de Pisco. El sismo tuvo una magnitud de 8,0 en la de magnitud de momento (MW). En cuanto a intensidad, el sismo alcanzó los IX grados en la escala de Mercalli alrededor del epicentro; en Lima y El Callao llegó a VI grados en la escala de Mercalli mientras que en Chiclayo y Arequipa fue percibido con una intensidad de IV. El sismo tuvo un proceso de ruptura (liberación de energía) de aproximadamente cuatro minutos que se caracterizó por dos rupturas de importancia, las cuales se realizaron con una diferencia de 70 segundos. Esta separación, perceptible por la población, ha

⁹ Plan Regional de Prevención por Desastres Región ICA, Programas de ciudades Sostenibles Mapa de peligros ciudad de Nasca.(CMRRD)

hecho que muchos consideren el evento telúrico como de dos terremotos consecutivos. Debido a la localización del epicentro sobre el Océano Pacífico, de inmediato fue extendida una alerta de tsunami a todo el Perú, Chile, Ecuador, Colombia y otros países de la costa del Pacífico, llegando incluso a Japón.

Según los mapas de isoaceleraciones para sismicidad superficial y sismicidad intermedia, se han encontrado que la zona de la planta de fraccionamiento se halla en el área con rango de aceleración de 0,69g a 0,86g y de 0,44g a 0,53g, para sismicidad superficial e intermedia respectivamente.

b. TSUNAMIS

Un tsunami o maremoto es la agitación violenta de las aguas del mar, a partir de una sacudida del fondo. El tsunami puede propagarse hasta la costa y ocasionar graves inundaciones.

La mencionada sacudida del fondo del océano es provocada, por lo general, por un terremoto que genera el desplazamiento vertical del agua.

Antecedentes históricos¹⁰

En la zona del litoral del Perú y en particular las costas de los departamentos de Lima e Ica, históricamente han sufridos los efectos de Tsunamis

¹⁰ Plan Regional de Prevención por Desastres Región ICA, Programas de ciudades Sostenibles Mapa de peligros ciudad de Nasca.(CMRRD)

destruictivos. De acuerdo al registro histórico, la altura máxima de las olas al llegar a la costa se estima que estarán entre 4 a 7 m.

Uno de los Tsunamis más importantes que sucedió fue el del 15 de agosto del 2007, según se observaron, después de 15 minutos de ocurrido el sismo llegan tres olas siendo las dos últimos de menor magnitud. La altura máxima de inundación (rum-up) alcanzada fue de 3 m y 756 m como distancia máxima de inundación

Para el caso de la zona de paracas, después de 20 minutos de ocurrido el sismo, arribaron a la Costa tres olas que alcanzan altura máxima de inundación (rum-up) de 3 m y distancias máximas de 575 m. Los daños fueron inundación e impacto de las olas en las viviendas cercanas a la playa destruyendo en algunos casos ventanas, puentes, depositando algas y arena en su interior.

c. RAYOS Y/O TORMENTAS ELÉCTRICAS

El rayo es una poderosa descarga electrostática natural, producida durante una tormenta eléctrica. La descarga eléctrica precipitada del rayo es acompañada por la emisión de luz (el relámpago), causada por el paso de corriente eléctrica que ioniza las moléculas de aire, y por el sonido del trueno, desarrollado por la onda de choque.

El rayo se produce entre nubes de lluvia o entre una de estas nubes y la tierra. La descarga es visible con trayectorias sinuosas y de ramificaciones

irregulares, a veces de muchos kilómetros de distancia. El suelo se enriquece con el nitrógeno liberado desde la atmósfera por los rayos y transportado por las gotas de lluvia.

No se encuentra reportadas antecedentes históricos de rayos o descargas eléctricas en Planta Pisco ni en la zona de influencia, sin embargo por la naturaleza de los materiales que se encuentran en la planta podría causar daños significativos a las instalaciones.

7.3.3 Inundaciones por Condiciones Climáticas Extremas

Se denomina El Niño a un síndrome climático, erráticamente cíclico, que consiste en un cambio en los patrones de movimientos de las masas de aire provocando, en consecuencia, un retardo en la cinética de las corrientes marinas "normales", desencadenando el calentamiento de las aguas sudamericanas; provoca estragos a escala mundial, afectando a América del Sur, Indonesia y Australia.

Diversos investigadores han concordado en una cronología completa de los eventos del Niño a partir de los elementos históricos.

Los eventos calificados de muy fuertes, que se podrían comparar con los eventos de 1982-83 y de 1997-98 han sobrevenido en 1578, 1728, 1790-93, 1828, 1876-78, 1891 y 1925-26, es decir 9 eventos muy fuertes en 475 años, es decir aproximadamente cada 50 años.

Otros 10 eventos son calificados entre Fuerte y Muy Fuerte (F+) y otros 21 de Fuertes. Por lo tanto, ha habido 40 eventos Fuertes y Muy Fuertes en 475 años, es decir uno cada 9 años.

Para concluir, con todas las reservas del caso se puede decir que cada 500 ó 1000 años el Perú ha sido golpeado por una catástrofe mayor (Mega Niño), capaz de remodelar paisajes y desorganizar o provocar la desaparición de sociedades.

Niños Muy Fuertes como los de 1925, 1983 ó 1997 sobrevendrán aproximadamente cada 50 años, en media.

Niños normales o canónicos sobrevendrán en promedio cada 3 ó 4 años. Estos tienen a menudo efectos benéficos sobre las culturas y la generación de los recursos en agua, pero provocan una sobre dos o tres veces (en promedio cada diez años) daños apreciables.

El área de afectación de un Niño es principalmente la costa norte del Perú, su impacto sobre el área de la planta se considera limitado.

Dado que la planta ha sido instalada sobre un terreno desértico, no se anticipan fenómenos de inundaciones. El diseño de la planta incluye sistemas de drenajes para la evacuación eventual de agua de lluvias.

7.3.4 Riesgos asociados a defectos o fallas en materiales, procedimientos de fabricación o diseño de equipos o sistemas críticos.

Este riesgo puede presentarse debido a:

- ✓ Empleo de materiales con defectos de fabricación
- ✓ Procedimientos de soldadura deficientes
- ✓ Deficiencia en el control de calidad de los procesos de soldadura
- ✓ Falla en demanda de instrumentos y válvulas.
- ✓ Falta de sistemas de aseguramiento de calidad apropiados.

Los procedimientos de construcción que se han empleado contemplan un riguroso programa de control de calidad de los materiales, procedimientos de soldadura, homologación de soldadores y otras medidas para mitigar este riesgo potencial. Estos procedimientos han sido debidamente auditados por terceros a solicitud de OSINERGMIN como parte del proceso de autorizaciones oficiales.

De ocurrir un evento de este tipo, devendría en fuga de gas y eventualmente en incendios o explosiones. Por tal razón en lo que sigue este tipo de eventos será analizado con mayor detalle a partir del evento desencadenante (fuga) en los árboles de eventos

7.4 Riesgos del entorno humano (vida y salud)

**TABLA N° 7.1
RIESGOS DEL ENTORNO HUMANO**

Riesgo	Consecuencia Directa	Consecuencias para el entorno Humano
Pérdida de sustancia inflamable en Tanques de condensados, columnas de fraccionamiento, columnas de agotamiento, hornos de Pre calentamiento,	Formación de una atmósfera explosiva, con posibilidad de deflagración de la misma a partir de las fuentes de	Quemaduras de 1°, 2° y 3°, por efectos de la radiación térmica con probable mortalidad.

intercambiadores de precalentamiento, reboilers, enfriadores, condensadores, aeroenfriadores y bombas.	ignición presentes en el sector, con posterior incendio.	Hemorragia pulmonar por efectos de la sobrepresión con probable muerte.
Incendios o explosiones	Incendio Sobrepresión en las instalaciones	Quemaduras de diverso grado Muerte Daño a las personas Muerte.
Fogonazo o Flash fire	Llamarada	Quemaduras de diverso grado Muerte

Fuente: Elaboración propia.

7.5 Entorno socioeconómico (infraestructura y medios)

TABLA N° 7.2
RIESGOS DEL ENTORNO SOCIOECONÓMICO

Riesgo	Consecuencias Directa	Consecuencias sobre la infraestructura y medios
Pérdida de sustancia inflamable en Tanques de condensados, columnas de fraccionamiento, columnas de agotamiento, hornos de Precalentamiento, intercambiadores de precalentamiento, reboilers, enfriadores, condensadores, aeroenfriadores y bombas.	Formación de una atmósfera explosiva, con posibilidad de deflagración de la misma a partir de las fuentes de ignición presentes en el sector, con posterior incendio.	Dstrucción total o parcial de las instalaciones adyacentes por efectos de la sobrepresión y radiación térmica
Incendios o explosiones	Incendio Sobrepresión en las instalaciones	Daños a los equipos interrupción del servicio
Fogonazo o Flash fire	Llamarada	Daños a los equipos interrupción del servicio

Fuente: Elaboración propia.

7.6 Entorno Natural (ambiente)

**TABLA N° 7.3
RIESGOS DEL ENTORNO NATURAL**

Riesgo	Consecuencias Directa	Consecuencias para el entorno natural
Pérdida de sustancia inflamable en Tanques de condensados, columnas de fraccionamiento, columnas de agotamiento, hornos de Precaalentamiento, intercambiadores de precalentamiento, reboilers, enfriadores, condensadores, aeroenfriadores y bombas.	Formación de una atmósfera explosiva, con posibilidad de deflagración de la misma a partir de las fuentes de ignición presentes en el sector, con posterior incendio.	Emisión de Gases de efecto invernadero
Incendios o explosiones	Incendio Sobrepresión en las instalaciones	Sin mayor impacto
Fogonazo o Flash fire	Llamarada	Sin mayor impacto

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO VIII

PROBABILIDAD Y FRECUENCIA DE LOS INCIDENTES

Partiendo de los eventos iniciales (véase tabla N°8.1, página “197”) y utilizando la metodología descrita en el capítulo VI, subcapítulo 6.2; se realizaron los árboles de fallas y luego los árboles de eventos para sus respectivos eventos iniciales.

Para la realización de los árboles de eventos han sido considerados solo los eventos iniciales de mayor frecuencia ya que la mayoría de los eventos tiene baja frecuencia según la NFPA 59° (véase tabla N° 8.3 página “208”). Después de realizar los árboles de eventos se han seleccionado solo los eventos de mayor probabilidad (véase tabla N° 8.5 página “213”).

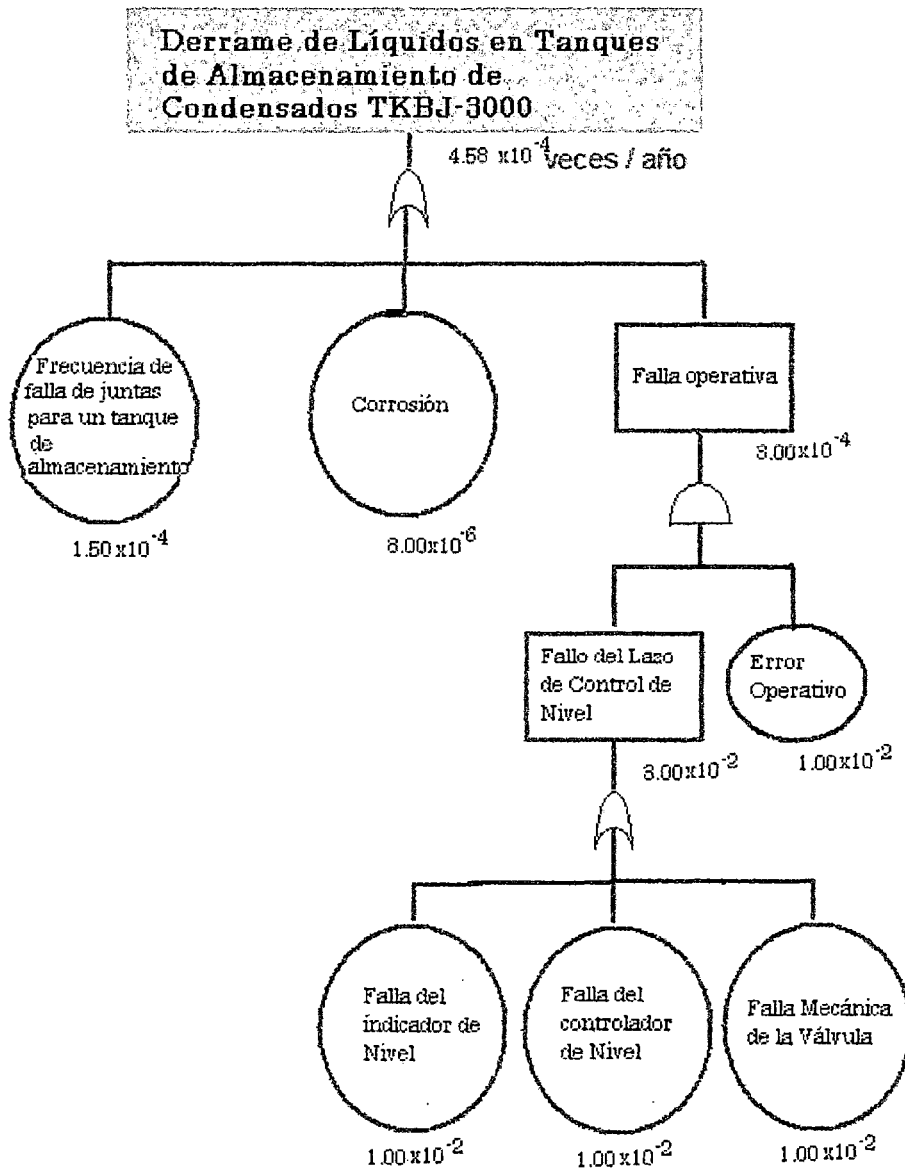
TABLA N° 8.1
EVENTOS INICIALES EN LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA

Nodo	Equipo	Evento Inicial
Nodo 1	Tanque De Almacenamiento De Condensados TKBJ-3000/13000/23000	Derrame de Líquido en Tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000
	Tanque De Almacenamiento De Condensados TKBJ-3000/13000/23000	Derrame de Líquido en Tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000 (Incendio tipo pool Fire interior de tanque)
Nodo 2 Líneas de Alimentación desde Bombas Hacia la torre de fraccionamiento de Nafta	Bombas de Carga PBB-1030/1035/11030/11035/21030/21035	Fuga de vapor y líquido de Nafta en las juntas y uniones
	Intercambiadores de Precalentamiento de Condensado con Nafta EBG-4030/14030/24030	Sobre calentamiento de los intercambiadores de Calor
	Intercambiadores de Precalentamiento de Condensado con Diesel EBG-4040/14040/24040	
Nodo 3	Columnas de Fraccionamiento CBA-3075/13075/23075	Aumento de temperatura en los topes y fondos
		Derrame de Líquidos en torre de fraccionamiento de nafta
Nodo 4 Líneas de recirculación de nafta desde las columnas CBA-3075/13075/23075 hasta la descarga de las Bombas reflujo PBB-1040/1045/11040/11045/21040/21045. Incluye Acumuladores de reflujo VBA-3140/13140/23140	Acumuladores de Nafta VBA-3140/13140/23140	Recalentamiento de las bombas
	Bombas de Reflujo de Nafta PBB-1040/1045/11040/11045/21040/21045	
Nodo 5 Línea de recirculación de fondos desde CBA-3075/13075/23075 hacia los reboilers de la torre EBG-4085/14085/24085	Reboilers de Diesel EBG-4085/14085/24085	Aumento de Temperatura en los Fondos
		Fuga de líquidos de nafta en las juntas y uniones

Fuente: Elaboración Propia

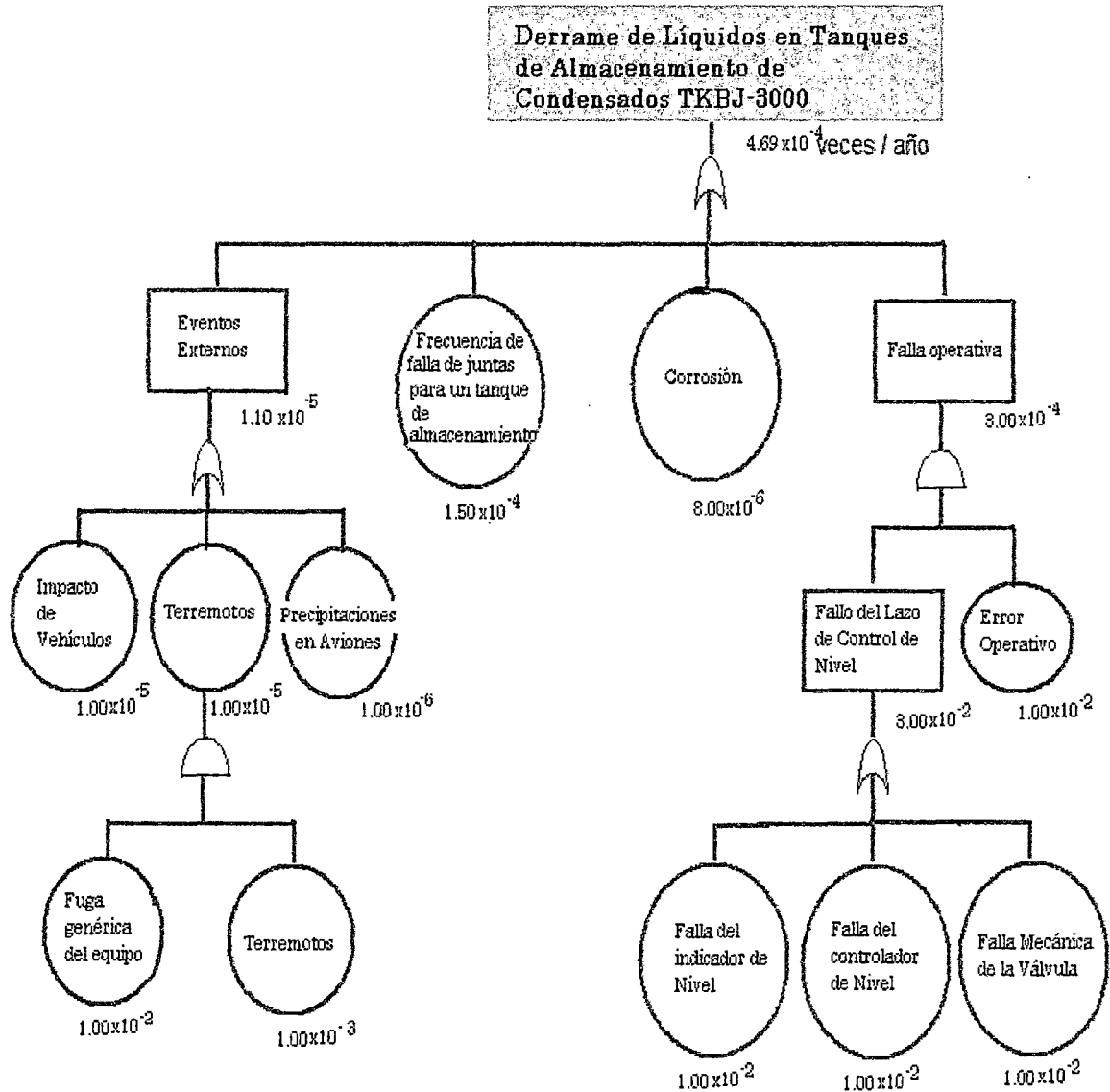
8.1 Árbol de fallas:

FIGURA N° 8.1
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°1 – DERRAME DE LÍQUIDOS EN
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CONDENSADOS TKBJ-
3000/13000/23000



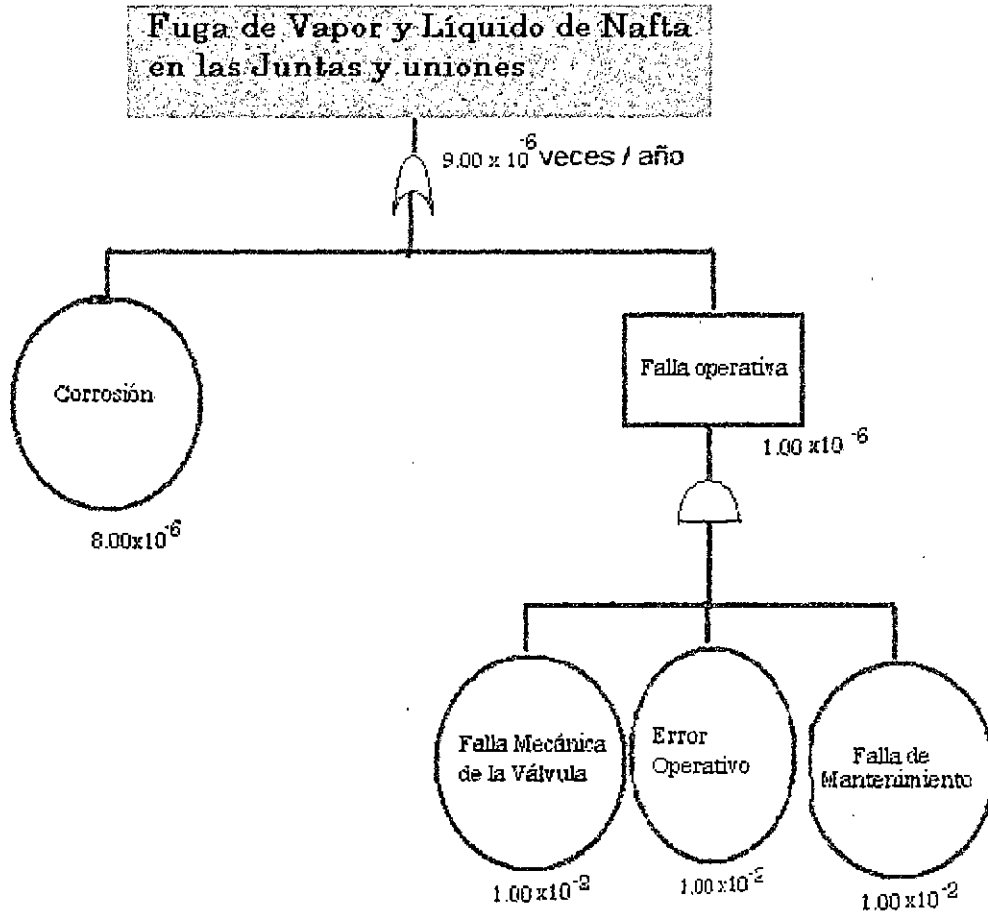
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N° 8.2
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°1 – DERRAME DE LÍQUIDOS EN
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CONDENSADOS TKBJ-
3000/13000/23000 (PARA INCENDIO TIPO POOL FIRE INTERIOR)



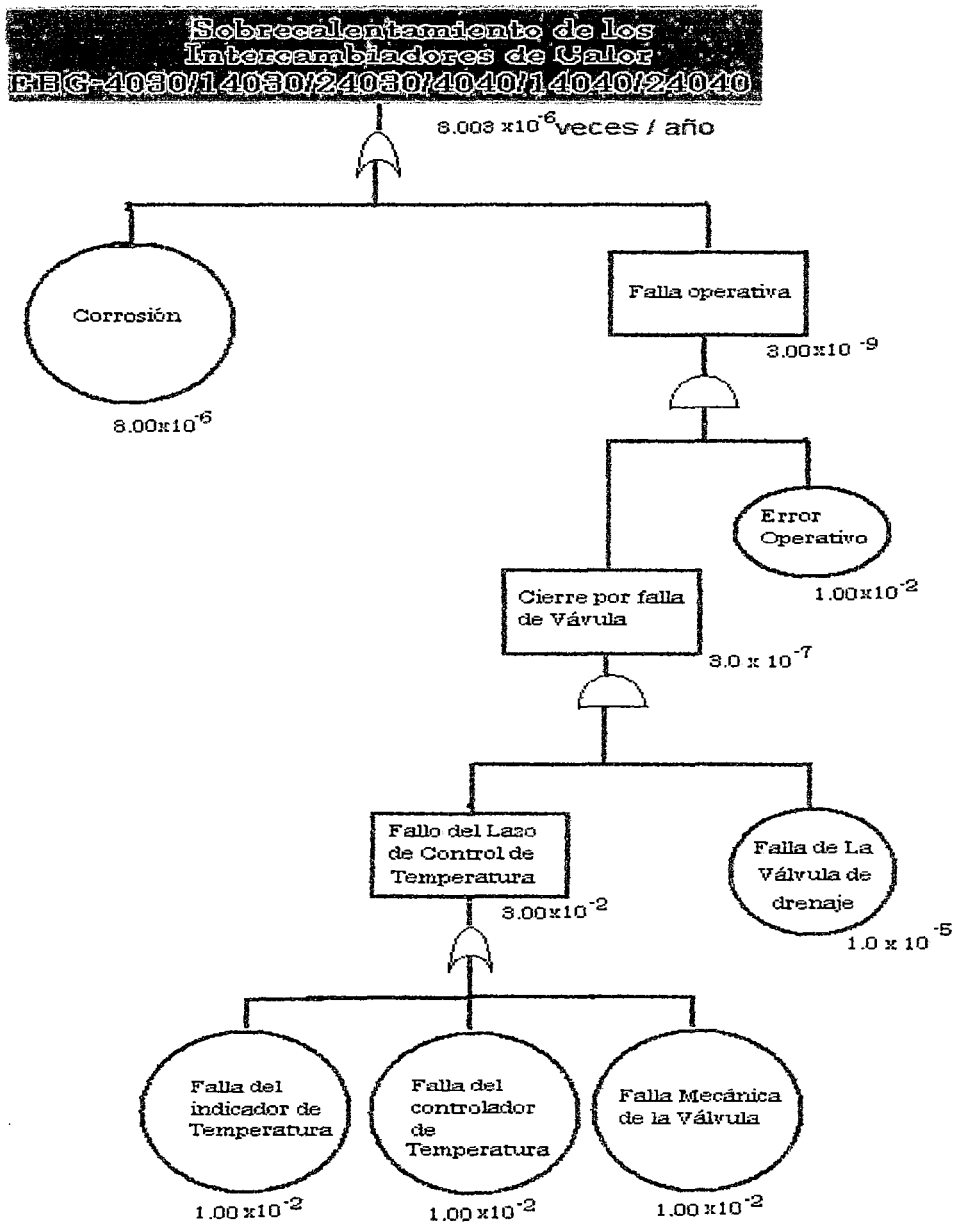
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N° 8.3
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°2 – FUGA DE VAPOR Y LÍQUIDO DE
NAFTA EN LAS JUNTAS Y UNIONES DE LA LÍNEA DE ALIMENTACIÓN
DESDE BOMBAS 1030/1035/11030/11035/21030/21035 HACIA LA TORRE DE
FRACCIONAMIENTO DE NAFTA.



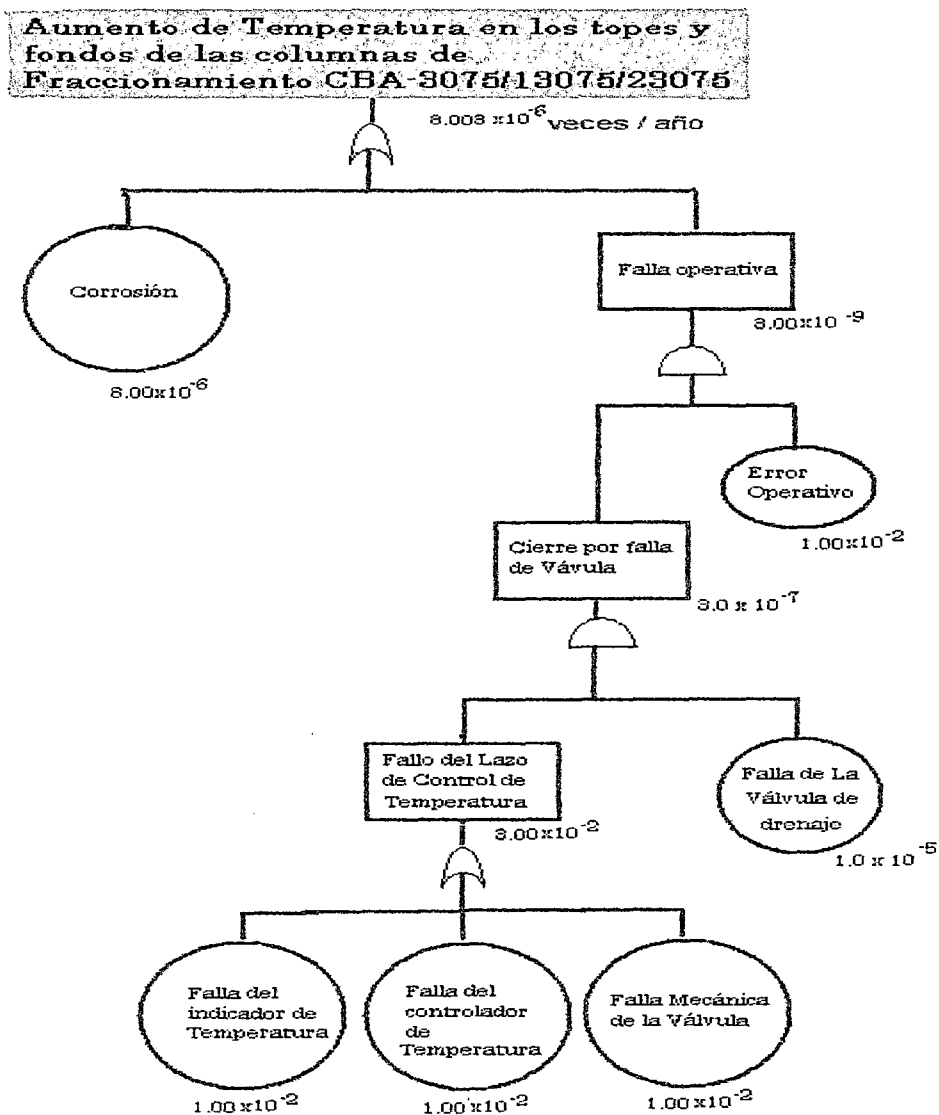
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N° 8.4
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°2 –SOBRE CALENTAMIENTO DE LOS
INTERCAMBIADORES DE CALOR DE EBG-
4030/14030/24030/4040/14040/24040



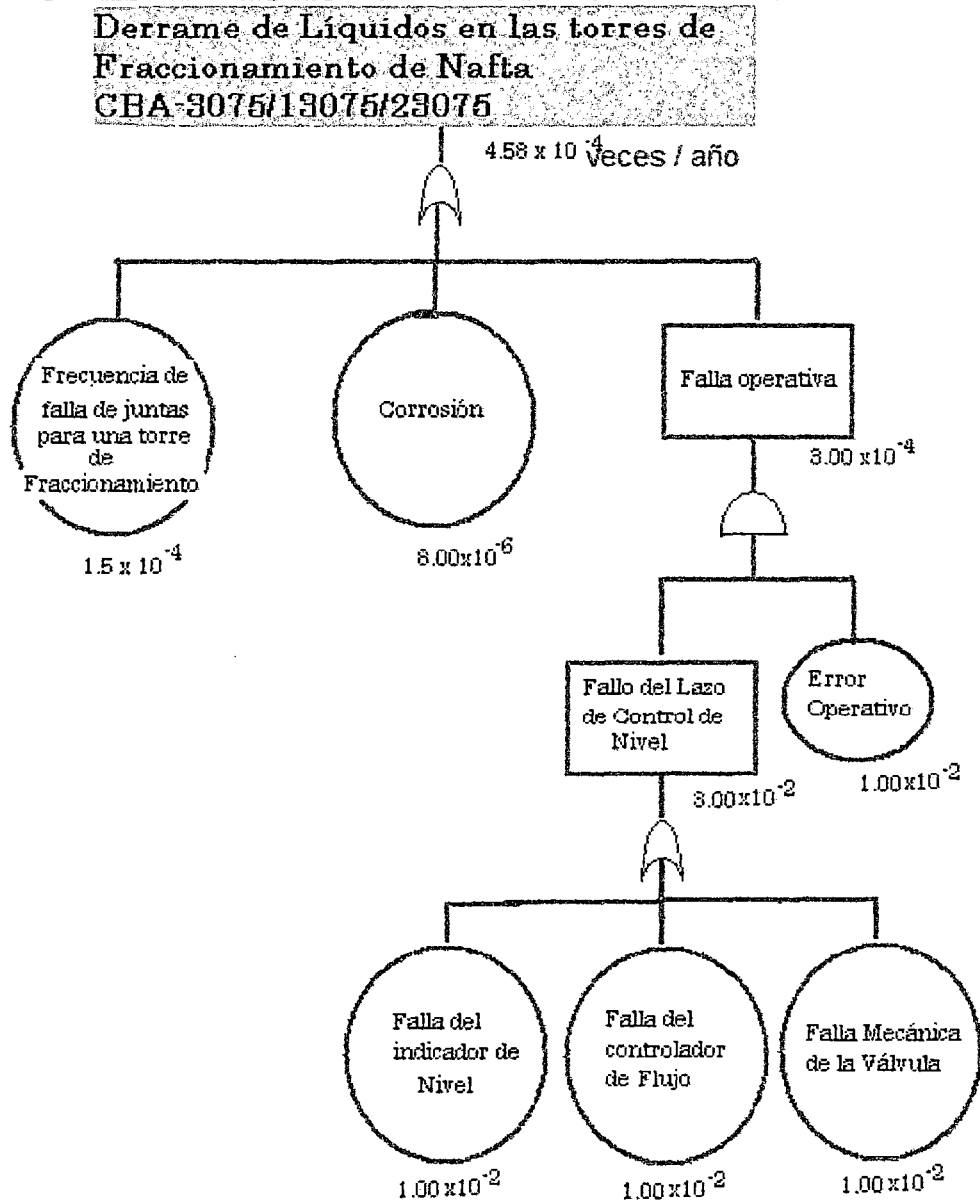
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N° 8.5
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°3 –AUMENTO DE TEMPERATURA EN
LOS TOPES Y FONDOS DE LAS COLUMNAS DE FRACCIONAMIENTO
CBA-3075/13075/23075



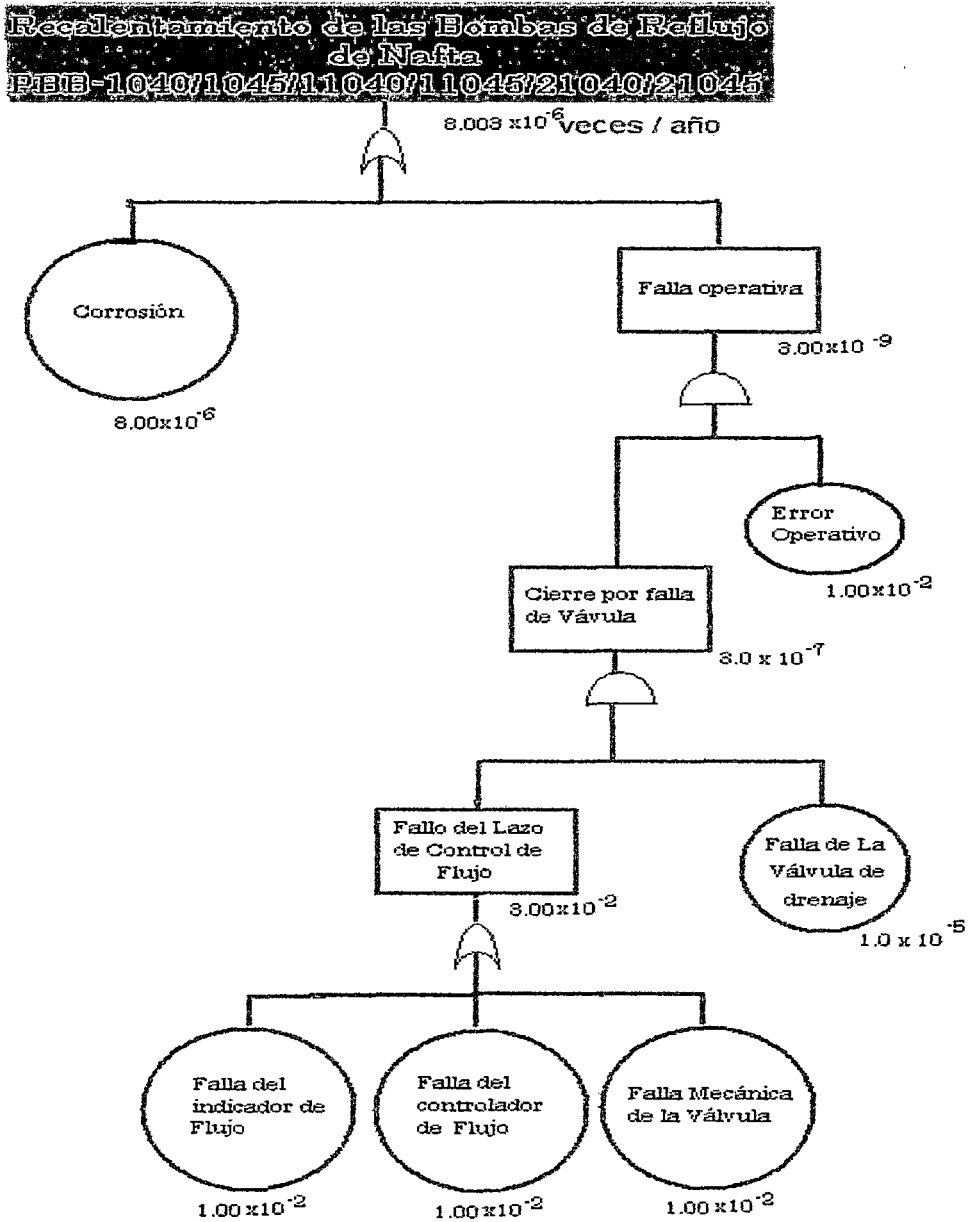
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N° 8.6
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°3 – DERRAME DE LÍQUIDOS EN LAS TORRES DE FRACCIONAMIENTO DE NAFTA CBA-3075/13075/23075



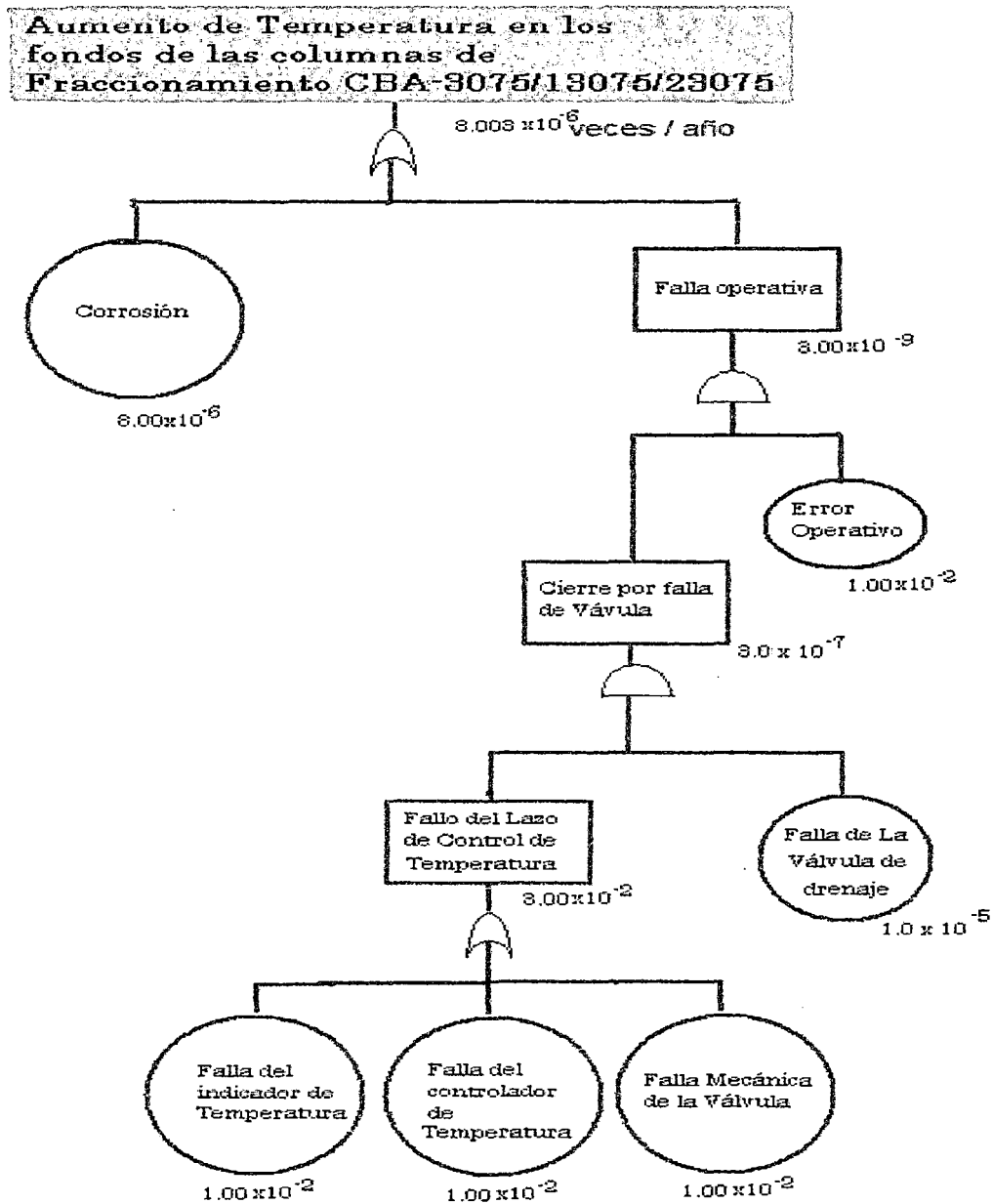
Fuentes: Elaboración propia.

FIGURA N° 8.7
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°4 – RECALENTAMIENTO DE LAS
BOMBAS DE REFLUJO DE NAFTA PBB-1040/1045/11040/11045/21040/21045



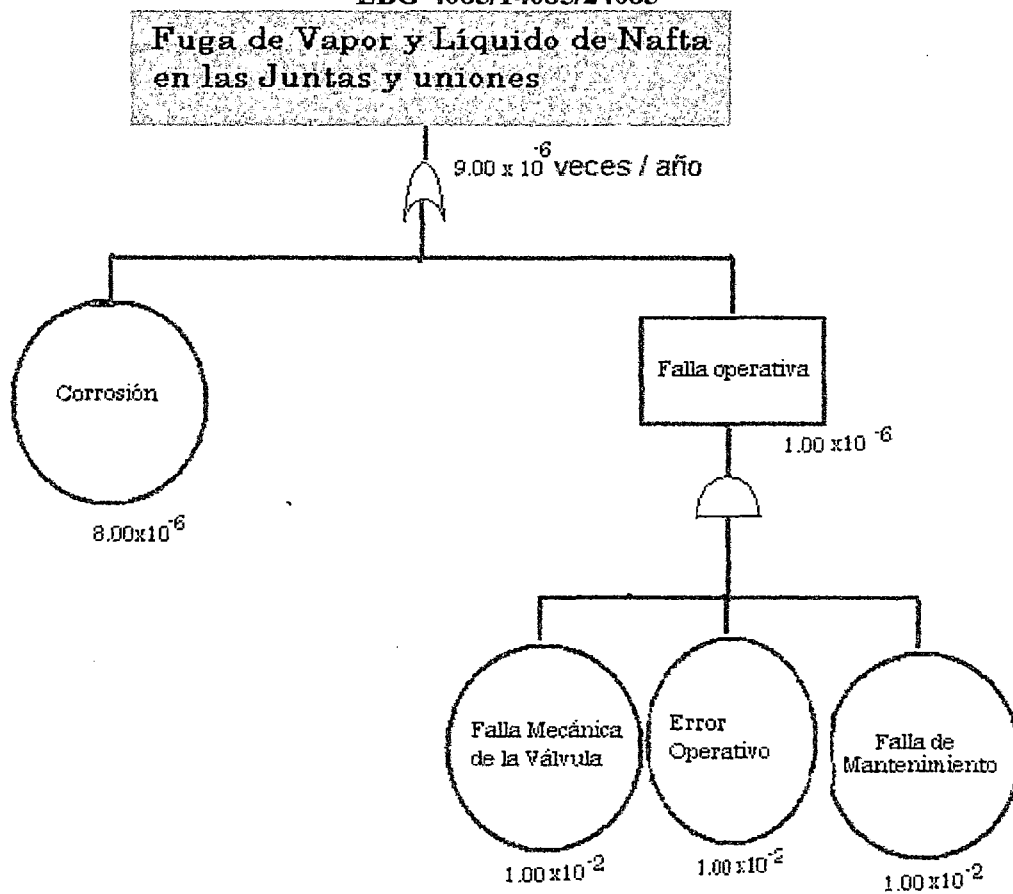
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N° 8.8
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°5 –AUMENTO DE TEMPERATURA EN
LOS FONDOS DE LAS COLUMNAS DE FRACCIONAMIENTO CBA-
3075/13075/23075



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N° 8.9
ÁRBOL DE FALLAS DEL NODO N°5 – FUGA DE VAPOR Y LÍQUIDO DE
NAFTA EN LAS JUNTAS Y UNIONES DE LA LÍNEA DE RECIRCULACIÓN
DE FONDOS DESDE CBA-23075 HACIA LOS REBOILERS DE LA TORRE
EBG-4085/14085/24085



Fuente: Elaboración propia.

TABLA N° 8.2
FRECUENCIA DE LOS EVENTOS INICIALES EN LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA

Nodo	Equipo	Evento Inicial	Frecuencia
Nodo 1	Tanque De Almacenamiento De Condensados TKBJ-3000/13000/23000	Derrame de Líquido en Tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000	4.58×10^{-4}
	Tanque De Almacenamiento De Condensados TKBJ-3000/13000/23000	Derrame de Líquido en Tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000 (Incendio tipo pool Fire interior de tanque)	4.69×10^{-4}
Nodo 2 Líneas de Alimentación desde Bombas Hacia la torre de fraccionamiento de Nafta	Bombas de Carga PBB-1030/1035/11030/11035/21030/21035	Fuga de vapor y líquido de Nafta en las juntas y uniones	9.00×10^{-6}
	Intercambiadores de Precalentamiento de Condensado con Nafta EBG-4030/14030/24030	Sobre calentamiento de los intercambiadores de Calor	8.003×10^{-6}
	Intercambiadores de Precalentamiento de Condensado con Diesel EBG-4040/14040/24040		
Nodo 3	Columnas de Fraccionamiento CBA-3075/13075/23075	Aumento de temperatura en los topes y fondos	8.003×10^{-6}
		Derrame de Líquidos en torre de fraccionamiento de nafta	4.58×10^{-4}
Nodo 4 Líneas de recirculación de nafta desde las columnas CBA-3075/13075/23075 hasta la descarga de las Bombas reflujo PBB-1040/1045/11040/11045/21040/21045. Incluye Acumuladores de reflujo VBA-3140/13140/23140	Acumuladores de Nafta VBA-3140/13140/23140	Recalentamiento de las bombas	8.003×10^{-6}
	Bombas de Reflujo de Nafta PBB-1040/1045/11040/11045/21040/21045		
Nodo 5 Línea de recirculación de fondos desde CBA-3075/13075/23075 hacia los reboilers de la torre EBG-4085/14085/24085	Reboilers de Diesel EBG-4085/14085/24085	Aumento de Temperatura en los Fondos	8.003×10^{-6}
		Fuga de líquidos de nafta en las juntas y uniones	9.00×10^{-6}

Fuente: Elaboración propia.

Puede apreciarse que la mayoría de los eventos iniciales evaluados se encuentran en la región de baja frecuencia de ocurrencia.

Por tal motivo en lo sigue se analizarán las consecuencias de los eventos de riesgo moderado, aquellas que están indicadas como necesarias en el NFPA 59ª.

Se han sido considerados solo los eventos iniciales de mayor frecuencia para la realización de los arboles de eventos, los cuales se desarrollan a continuación (véase tabla N° 6.10, Página “188):

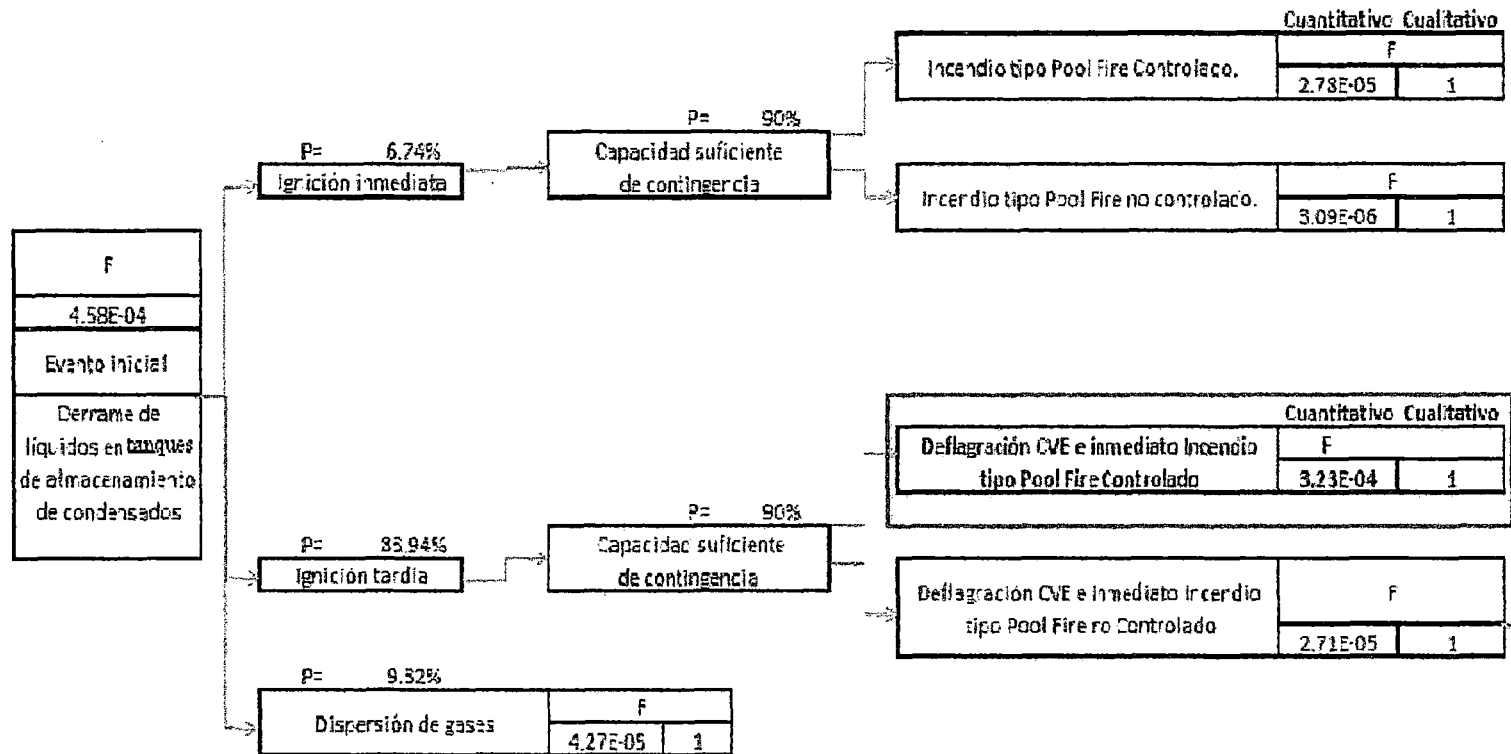
**TABLA N°8.3
EVENTOS INICIALES DE MAYOR FRECUENCIA**

Nodo	Equipo	Evento Inicial	Frecuencia
Nodo 1	Tanque De Almacenamiento De Condensados TKBJ-3000/13000/23000	Derrame de Líquido en Tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000	4.58×10^{-4}
	Tanque De Almacenamiento De Condensados TKBJ-3000/13000/23000	Derrame de Líquido en Tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000 (Incendio tipo pool Fire interior de tanque)	4.69×10^{-4}
Nodo 3	Columnas de Fraccionamiento CBA-3075/13075/23075	Derrame de Líquidos en torre de fraccionamiento de nafta	4.58×10^{-4}

Fuente: Elaboración propia.

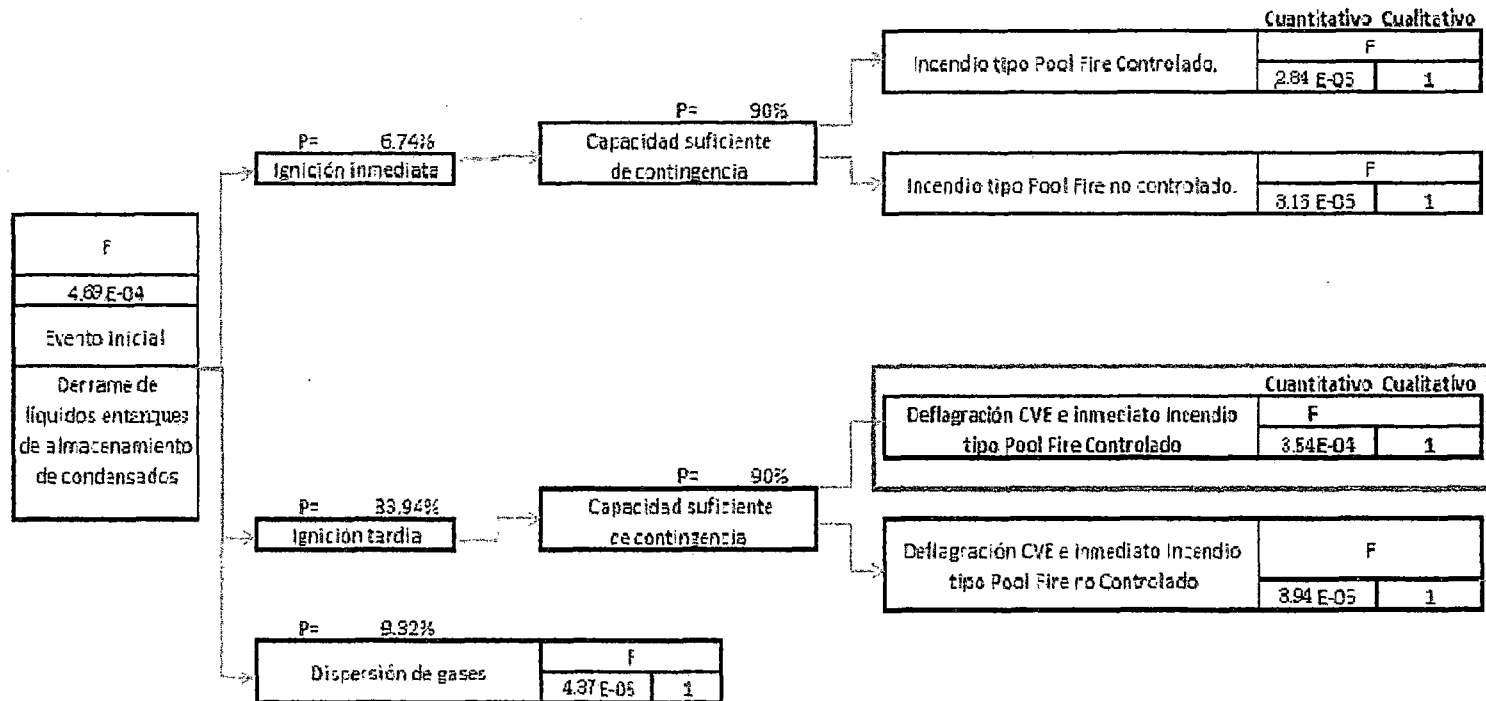
8.2 Árbol de Eventos: Recordar que la frecuencia esta en unidades de veces / año.

FIGURA N°8.10
ÁRBOL DE EVENTOS DEL NODO N°1 – DERRAME DE LÍQUIDOS EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CONDENSADOS TKBJ-3000/13000/23000



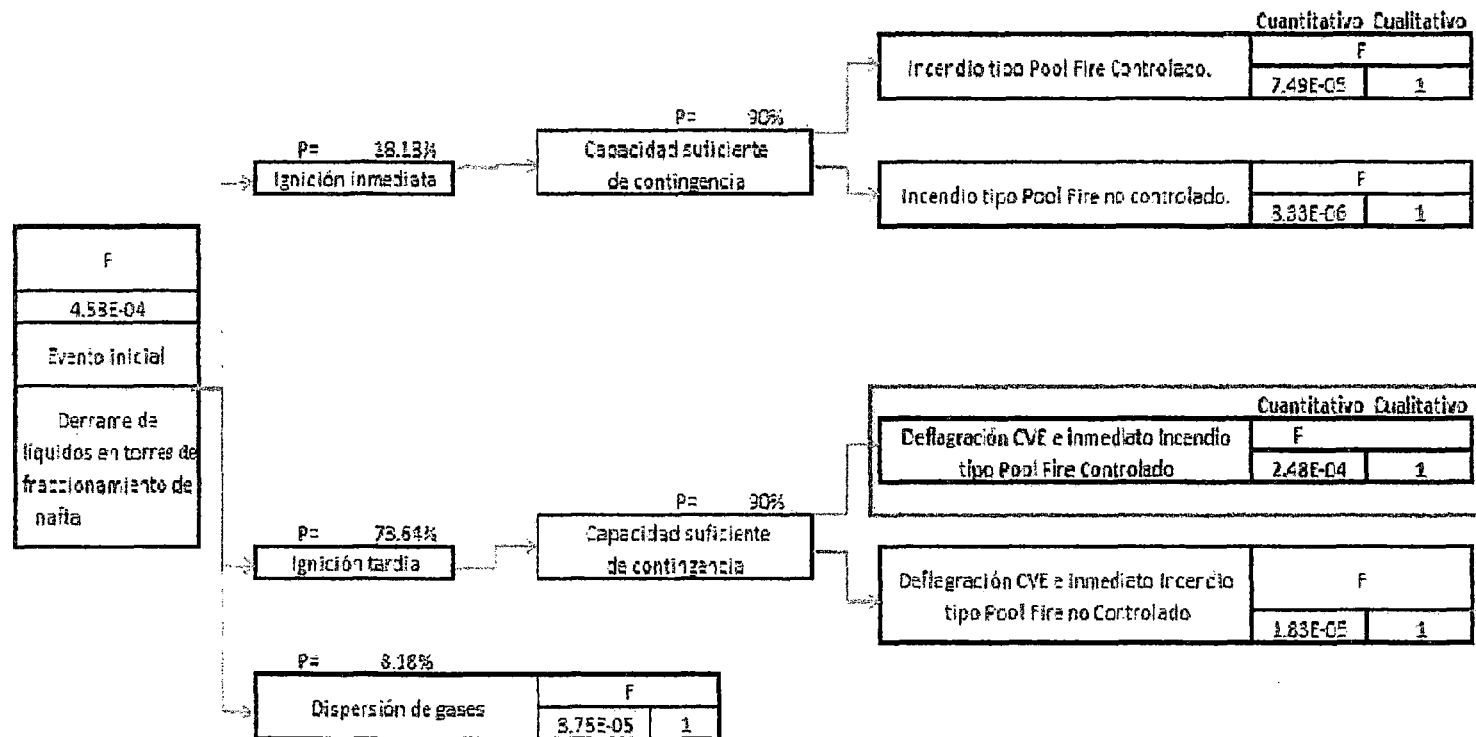
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N°8.11
ÁRBOL DE EVENTOS DEL NODO N°1 – DERRAME DE LÍQUIDOS EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE
CONDENSADOS TKBJ-3000/13000/23000 (INCENDIO POOL FIRE EN EL INTERIOR DEL TANQUE)



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA N°8.12
ÁRBOL DE EVENTOS DEL NODO N°3 – DERRAME DE LÍQUIDOS EN LAS TORRES DE
FRACCIONAMIENTO DE NAFTA EBG-3075/13075/23075



Fuente: Elaboración propia.

TABLA N°8.4
RESUMEN DE LAS FRECUENCIAS DE LOS EVENTOS FINALES DE CADA ESCENARIO INICIAL

Nodo/escenario Inicial	Escenario Final	Frecuencia
Nodo N°1 - Derrame de líquidos en tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000	Incendio tipo Pool Fire controlado	2.78×10^{-5}
	Incendio tipo Pool Fire no controlado	3.09×10^{-6}
	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire controlado	3.23×10^{-4}
	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire no controlado	2.71×10^{-5}
	Dispersión de Gases	4.27×10^{-5}
Nodo N°1 - Derrame de líquidos en tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000 (incendio Pool Fire en el interior del Tanque)	Incendio tipo Pool Fire controlado	2.84×10^{-5}
	Incendio tipo Pool Fire no controlado	3.16×10^{-6}
	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire controlado	3.54×10^{-4}
	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire no controlado	3.94×10^{-5}
	Dispersión de Gases	4.37×10^{-5}
Nodo N°3 - Derrame de líquidos en las torres de fraccionamiento de Nafta EBG-3075/13075/23075	Incendio tipo Pool Fire controlado	7.49×10^{-5}
	Incendio tipo Pool Fire no controlado	8.33×10^{-6}
	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire controlado	2.48×10^{-4}
	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire no controlado	1.83×10^{-5}
	Dispersión de Gases	3.75×10^{-5}

Fuente: Elaboración propia.

8.3 Escenarios probables de riesgo:

Se han seleccionado solo los eventos de mayor probabilidad

**TABLA N°8.5
EVENTOS DE MAYOR PROBABILIDAD**

Nodo/escenario Inicial	Escenario de riesgo	Frecuencia
Nodo N°1 - Derrame de líquidos en tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire controlado	3.23×10^{-4}
Nodo N°1 - Derrame de líquidos en tanque de almacenamiento de Condensados TKBJ-3000/13000/23000 (incendio Pool Fire en el interior del Tanque)	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire controlado	3.54×10^{-4}
Nodo N°3 - Derrame de líquidos en las torres de fraccionamiento de Nafta EBG-3075/13075/23075	Deflagración CVE e inmediato incendio tipo Pool Fire controlado	2.48×10^{-4}

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO IX
ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

9.1 ESCENARIO N°1:

Incendio tipo Pool fire exterior en tanque de almacenamiento de condensados

El escenario trata de un potencial incendio tipo pool fire originado por la ignición de vapores inflamables producto de un derrame de líquidos vía un orificio equivalente de 1" causadas por falla de juntas o uniones. Este evento afecta a las personas, medio ambiente e infraestructura por radiación térmica.

Descarga de líquido a través de un agujero	
Datos de entrada	
Presion en recipiente (P1)	0,13790 barg
Presion atmosferica (P2)	0 barg
Densidad del liquido	667 kg/m3
Z1-Z2	12,606 m
Diametro orificio	25,4 mm

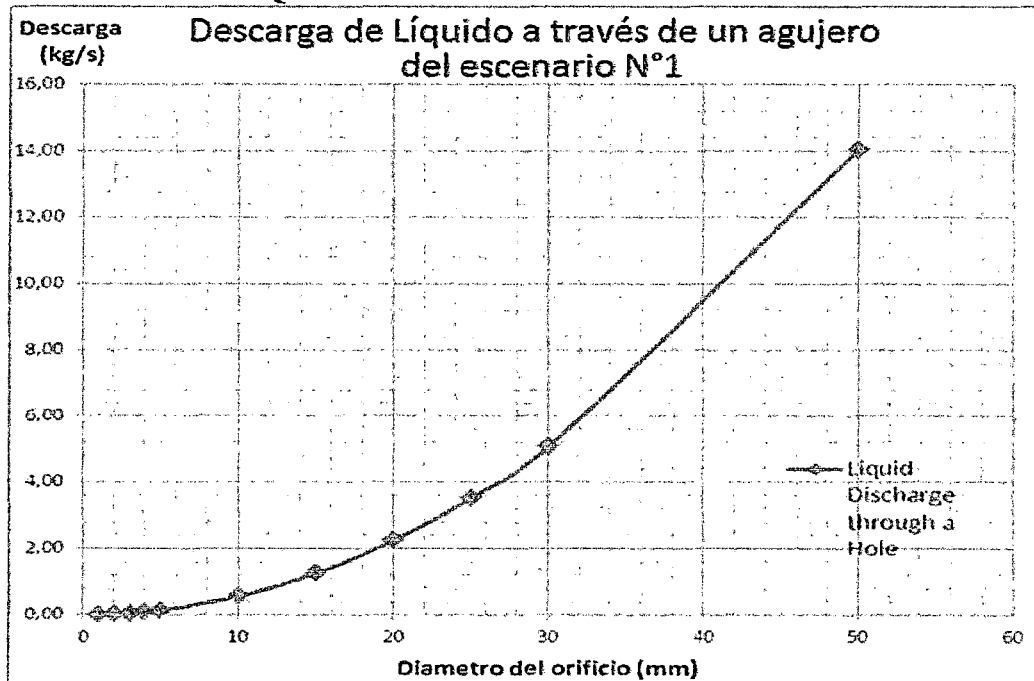
Resultados	
Area del orificio	5,1E-04 m2
Diferencia energia presión	-20,7 m2/s2
Diferencia energia potencial	-123,5 m2/s2
Velocidad de descarga	10,7 m/s
Flujo de descarga	3,63 kg/s

TABLA N°9.1
FLUJO DE DESCARGA PARA EL ESCENARIO N°1

Diametro del orificio (mm)	Area orificio (m2)	Flujo de descarga (kg/s)
1,00	7,85E-07	0,01
2,00	3,14E-06	0,02
3,00	7,07E-06	0,05
4,00	1,26E-05	0,09
5,00	1,96E-05	0,14
10,00	7,85E-05	0,56
15,00	1,77E-04	1,27
20,00	3,14E-04	2,25
25,00	4,91E-04	3,52
30,00	7,07E-04	5,064
50,00	1,96E-03	14,067

Fuente: Elaboración propia

GRAFICA N°9.1
DESCARGA DE LÍQUIDO A TRAVÉS DE UN AGUJERO - ESCENARIO N°1



Fuente: Elaboración propia

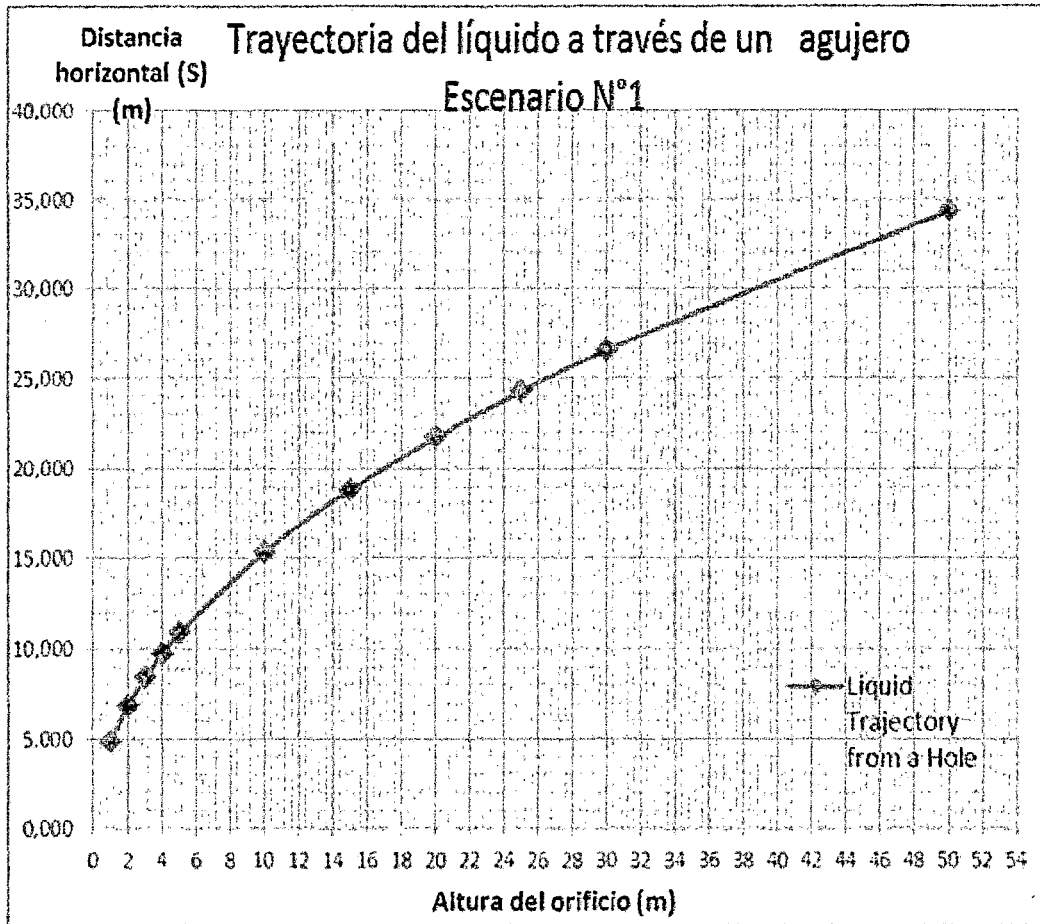
Trayectoria del liquido de un agujero	
Datos de entrada	
Velocidad de descarga	10,7 m/s
Altura del orificio	1,11 m
Resultados	
Tiempo de llegada al suelo	0,48 s
Distancia horizontal (S)	5,11 m

**TABLA N°9.2
DISTANCIA HORIZONTAL PARA EL ESCENARIO N°1**

Altura del orificio (m)	Tiempo de llegada al suelo (s)	Distancia horizontal (S) (m)
1,00	0,45	4,852
2,00	0,64	6,862
3,00	0,78	8,404
4,00	0,90	9,705
5,00	1,01	10,850
10,00	1,43	15,344
15,00	1,75	18,793
20,00	2,02	21,700
25,00	2,26	24,262
30,00	2,47	26,577
50,00	3,19	34,311

Fuente: Elaboración propia

GRAFICA N°9.2
TRAYECTORIA DEL LÍQUIDO A TRAVÉS DE UN AGUJERO -
ESCENARIO N°1



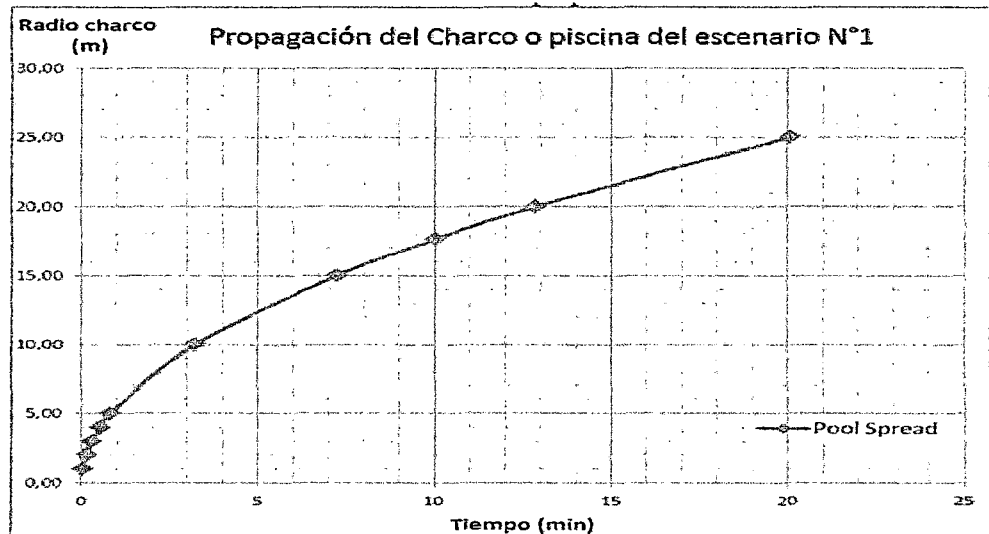
Fuente: Elaboración propia.

TABLA N°9.3
TIEMPO DE PROPAGACIÓN DEL CHARCO PARA EL ESCENARIO N°1

Propagación del Charco o piscina					
Datos de entrada					
Flujo de descarga	3,63 kg/s				
Densidad del líquido	657 kg/m ³				
Viscosidad de líquido	3,54E-04 Pa.s				
Resultados					
Caudal descarga	0,01 m ³ /s				
Radio del charco (m)	B	Nre β	Nre	C	Tiempo min
1,00	7,79E+09	1,567	6528,400	2,000	0,03
2,00	1,25E+11	1,569	3264,200	2,000	0,13
3,00	6,31E+11	1,570	2176,133	2,000	0,29
4,00	1,99E+12	1,570	1632,100	2,000	0,51
5,00	4,87E+12	1,570	1305,680	2,000	0,80
10,00	7,79E+13	1,570	652,840	2,000	3,21
15,00	3,94E+14	1,571	435,227	2,000	7,22
17,65	7,56E+14	1,571	369,881	2,000	10,00
20,00	1,25E+15	1,571	326,420	2,000	12,84
25,00	3,04E+15	1,571	261,136	2,000	20,06

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.3
TIEMPO DE PROPAGACIÓN DEL CHARCO PARA EL ESCENARIO N°1



Fuente: Elaboración propia.

**TABLA N°9.4
DATOS PARA UN INCENDIO TIPO POOL FIRE PARA EL ESCENARIO
N°1**

INCENDIO TIPO POOL FIRE	
DATOS	
Temperatura de Ambiente	20 °C
Temperatura de ebullición del liquido (TBP)	114 °C
Calor de Combustión del liquido (ΔH_c)	4,80E+04 kJ/kg
Calor de Vaporización en punto de ebullición de	310 kJ/kg
Densidad del liquido (ρ_a)	667 kg/m ³
Densidad del vapor en el punto de ebullición del	3 kg/m ³
Densidad del aire (ρ_a)	1,2 kg/m ³
Velocidad del Viento (u_w)	8 m/s
Humedad Relativa	80 %
Diametro del charco	35,00 m

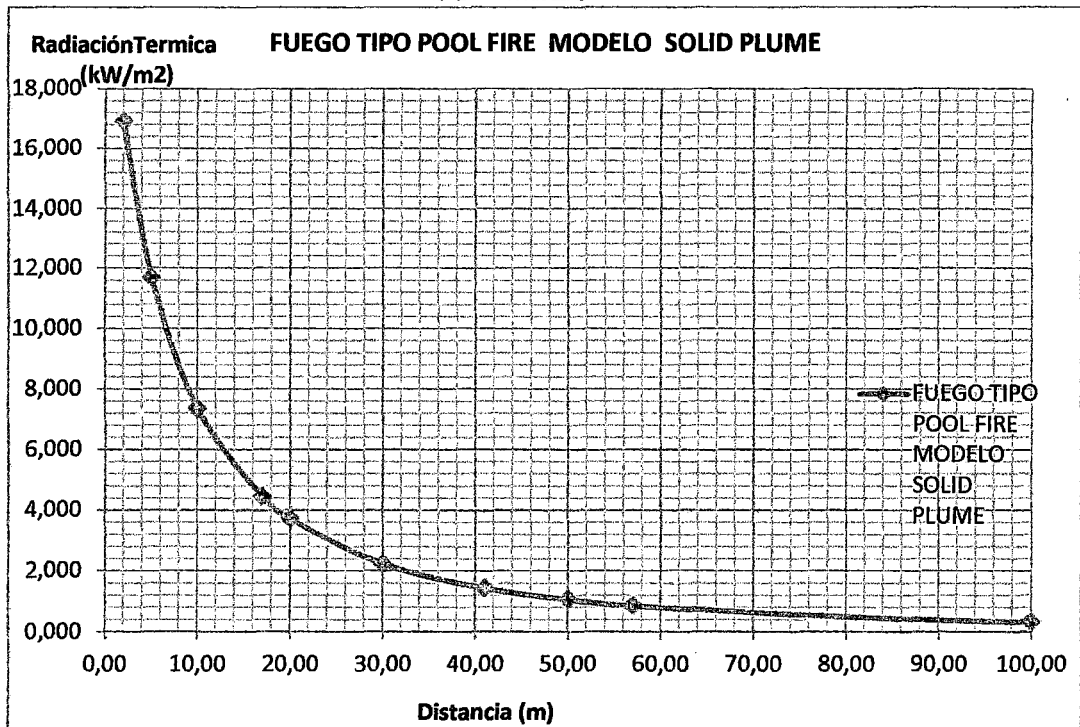
Fuente: Elaboración propia.

**TABLA N°9.5
RADIACIÓN TÉRMICA PARA UN INCENDIO TIPO POOL FIRE PARA EL
ESCENARIO N°1**

Distancia (m)	FUEGO TIPO POOL FIRE MODELO SOLID PLUME			
	F21	τ_a	Eav (kW/m ²)	Et (kW/m ²)
2,00	8,05E-01	0,963	21,8	16,905
5,00	6,05E-01	0,887	21,8	11,693
10,00	4,05E-01	0,833	21,8	7,354
17,00	2,57E-01	0,794	21,8	4,455
20,00	2,18E-01	0,783	21,8	3,716
30,00	1,36E-01	0,755	21,8	2,233
41,00	8,95E-02	0,734	21,8	1,431
50,00	6,72E-02	0,721	21,8	1,056
57,00	5,52E-02	0,712	21,8	0,857
100,00	2,22E-02	0,677	21,8	0,327
200,00	6,47E-03	0,636	21,8	0,090

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA Nº9.4
RADIACIÓN TÉRMICA PARA UN INCENDIO TIPO POOL FIRE PARA EL
ESCENARIO Nº1



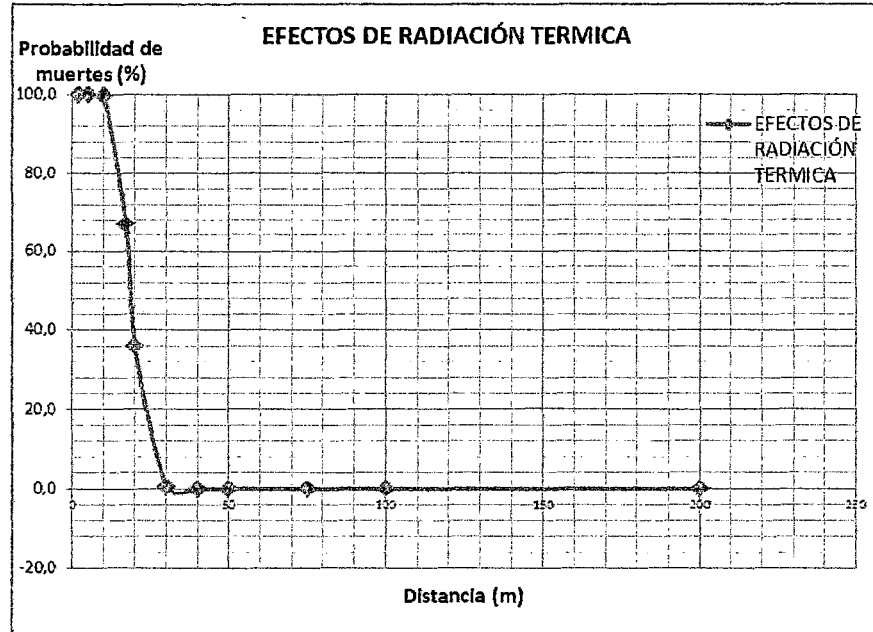
Fuente: Elaboración propia.

TABLA Nº9.6
PROBABILIDAD DE MUERTES PARA UN INCENDIO TIPO POOL FIRE
PARA EL ESCENARIO Nº1

EFECTOS DE RADIACIÓN TÉRMICA			
Datos de entrada			
Duración		600 s	
Distancia (m)	Probabilidad de muertes		
	Et	Y	P (%)
2,00	16905	11,13	100,0
5,00	11693	9,87	100,0
10,00	7354	8,29	99,9
17,00	4455	6,58	94,2
20,00	3716	5,96	83,1
30,00	2233	4,22	21,7
41,00	1431	2,70	1,1
50,00	1056	1,66	0,0

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.5
EFFECTOS DE RADIACIÓN TÉRMICA PARA UN INCENDIO TIPO POOL
FIRE PARA EL ESCENARIO N°1



Fuente: Elaboración propia.

TABLA N°9.7
EFFECTOS SOCIOECONÓMICOS PARA EL ESCENARIO N°1

EFFECTOS ECONÓMICOS DE ESCENARIO N° 1				
Nº	TAG	COSTO ESTIMADO	% DE DESTRUCCION	COSTO DE DAÑOS(US)
1	Tanque de Condensados	\$2 880 000,00	100%	\$2 880 000,00
2	Producto Condensados	\$4 320 000,00	100%	\$4 320 000,00
COSTO TOTAL DEL DAÑO (US)				\$7 200 000,00

Fuente: Elaboración propia.

9.2 ESCENARIO 2:

Incendio tipo Pool fire interior en tanque de almacenamiento de condensados

El escenario trata de un potencial incendio tipo pool fire en el recipiente originado por eventos externos tales como: clima, rayos, choques de autos o aviones. Este evento afecta a las personas, medio ambiente e infraestructura por radiación térmica.

**TABLA N°9.8
DATOS DE INCENDIO TIPO POOL FIRE PARA EL ESCENARIO N°2**

INCENDIO TIPO POOL FIRE	
DATOS	
Temperatura de Ambiente	20 °C
Temperatura de ebullición del líquido (TBP)	114 °C
Calor de Combustión del líquido (ΔH_c)	4,80E+04 kJ/kg
Calor de Vaporización en punto de ebullición de líquido (ΔH^*)	310 kJ/kg
Densidad del líquido (ρ_a)	667,0 kg/m ³
Densidad del vapor en el punto de ebullición del líquido (ρ_v)	3,0 kg/m ³
Densidad del aire (ρ_a)	1,2 kg/m ³
Velocidad del Viento (u_w)	8 m/s
Humedad Relativa	80 %
Diámetro del tanque	14,00 m

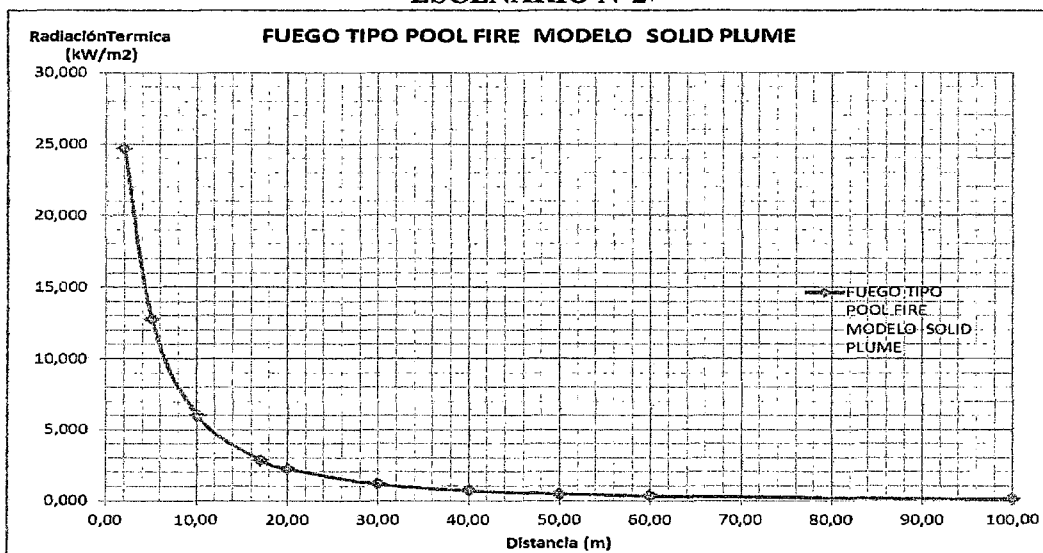
Fuente: Elaboración propia.

TABLA N°9.9
RADIACIÓN TÉRMICA DEL FUEGO TIPO POOL FIRE PARA EL
ESCENARIO N°2

Distancia con respecto a pared de tanque (m)	FUEGO TIPO POOL FIRE MODELO SOLID PLUME			
	F21	ta	Eav (kW/m2)	Et (kW/m2)
2,00	6,05E-01	0,963	42,4	24,677
5,00	3,40E-01	0,887	42,4	12,782
10,00	1,70E-01	0,833	42,4	5,984
17,00	8,51E-02	0,794	42,4	2,862
20,00	6,72E-02	0,783	42,4	2,229
30,00	3,58E-02	0,755	42,4	1,144
40,00	2,22E-02	0,735	42,4	0,691
50,00	1,51E-02	0,721	42,4	0,460
60,00	1,09E-02	0,709	42,4	0,328
100,00	4,28E-03	0,677	42,4	0,123
200,00	1,14E-03	0,636	42,4	0,031

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.6
RADIACIÓN TÉRMICA DEL FUEGO TIPO POOL FIRE PARA EL
ESCENARIO N°2



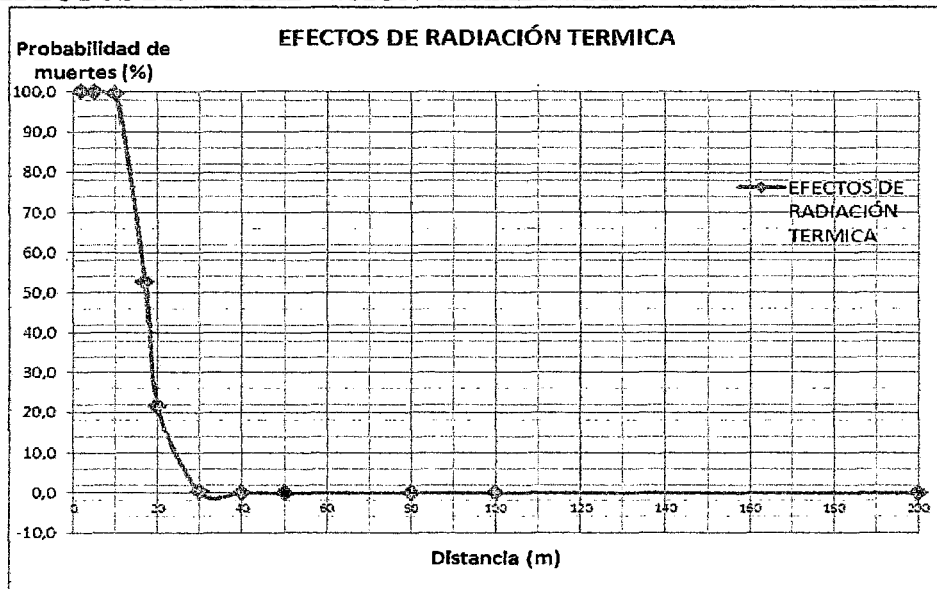
Fuente: Elaboración propia.

TABLA N°9.10
EFFECTOS DE LA RADIACIÓN TÉRMICA PARA EL ESCENARIO N°2

EFFECTOS DE RADIACIÓN TÉRMICA			
Datos de entrada			
Duración		600 s	
Distancia (m)	Probabilidad de muertes		
	Et	Y	P (%)
2,00	24676,803	12,42	100,0
5,00	12781,941	10,17	100,0
10,00	5983,686	7,58	99,5
17,00	2862,225	5,07	52,6
20,00	2228,673	4,21	21,5
30,00	1144,253	1,94	0,1
40,00	691,012	0,21	0,0
50,00	460,479	-1,17	0,0
80,00	189,474	-4,20	0,0
100,00	122,772	-5,68	0,0
200,00	30,820	-10,40	0,0

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.7
EFFECTOS DE LA RADIACIÓN TÉRMICA PARA EL ESCENARIO N°2



Fuente: Elaboración propia.

**TABLA N°9.11
EFECTOS ECONÓMICOS PARA EL ESCENARIO N°2**

EFECTOS ECONÓMICOS DE ESCENARIO N° 2				
N°	TAG	COSTO ESTIMADO	% DE DESTRUCCION	COSTO DE DAÑOS(US)
1	Tanque de Condensados	\$2 880 000,00	100%	\$2 880 000,00
2	Producto Condensados	\$4 320 000,00	100%	\$4 320 000,00
COSTO TOTAL DEL DAÑO (US)				\$7 200 000,00

Fuente: Elaboración propia.

9.3 ESCENARIO 3:

Incendio tipo Pool fire exterior en torre de fraccionamiento de Nafta

El escenario trata de un potencial incendio tipo pool fire originado por el derrame de líquidos vía un orificio de 1" causadas por fallas mecánicas, además es necesaria una fuente de ignición instantánea o tardía. Este evento genera radiación térmica dando como consecuencia destrucción de equipos, estructuras y daños a las personas.

Descarga de líquido a través de un agujero	
Datos de entrada	
Presion en recipiente (P1)	1,52 barg
Presion atmosferica (P2)	0 barg
Densidad del liquido	593,6 kg/m3
Z1-Z2	1,3716 m
Diametro orificio	25,4 mm

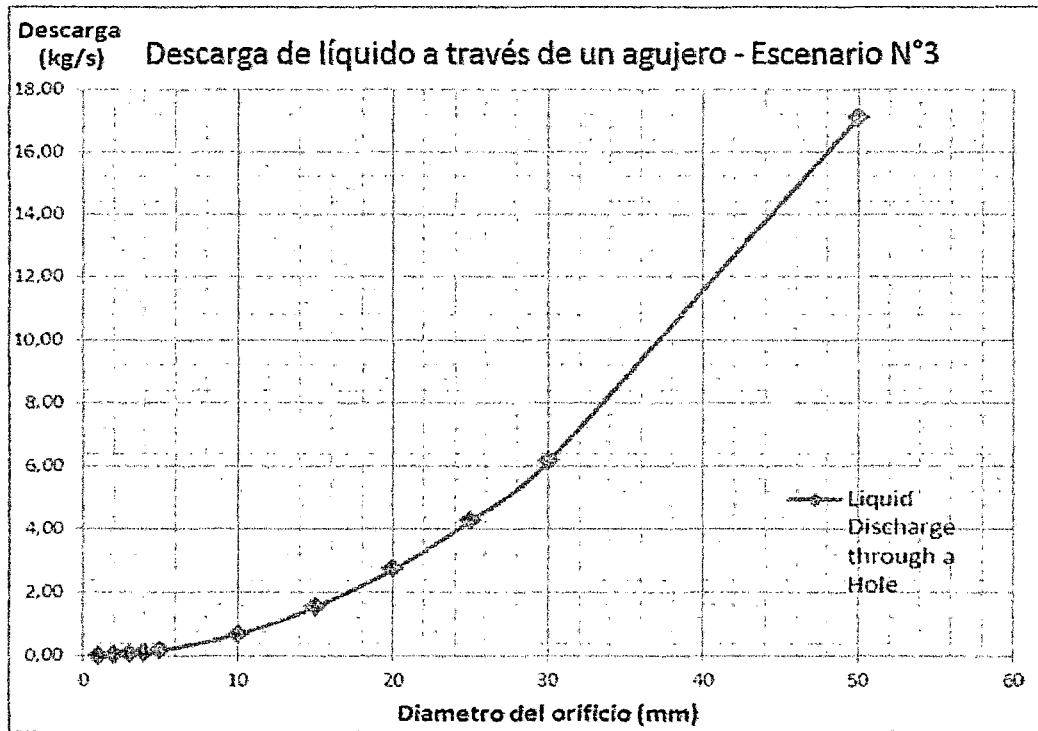
Resultados	
Area del orificio	5,1E-04 m ²
Diferencia energia presión	-256,1 m ² /s ²
Diferencia energia potencial	-13,4 m ² /s ²
Velocidad de descarga	14,7 m/s
Flujo de descarga	4,42 kg/s

**TABLA N°9.12
FLUJO DE DESCARGA PARA EL ESCENARIO N°3**

Diametro del orificio (mm)	Area orificio (m²)	Flujo de descarga (kg/s)
1,00	7,85E-07	0,01
2,00	3,14E-06	0,03
3,00	7,07E-06	0,06
4,00	1,26E-05	0,11
5,00	1,96E-05	0,17
10,00	7,85E-05	0,68
15,00	1,77E-04	1,54
20,00	3,14E-04	2,74
25,00	4,91E-04	4,28
30,00	7,07E-04	6,161
50,00	1,96E-03	17,114

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.8
DESCARGA DE N LÍQUIDO A TRAVÉS DE UN AGUJERO EN EL
ESCENARIO N°3



Fuente: Elaboración propia.

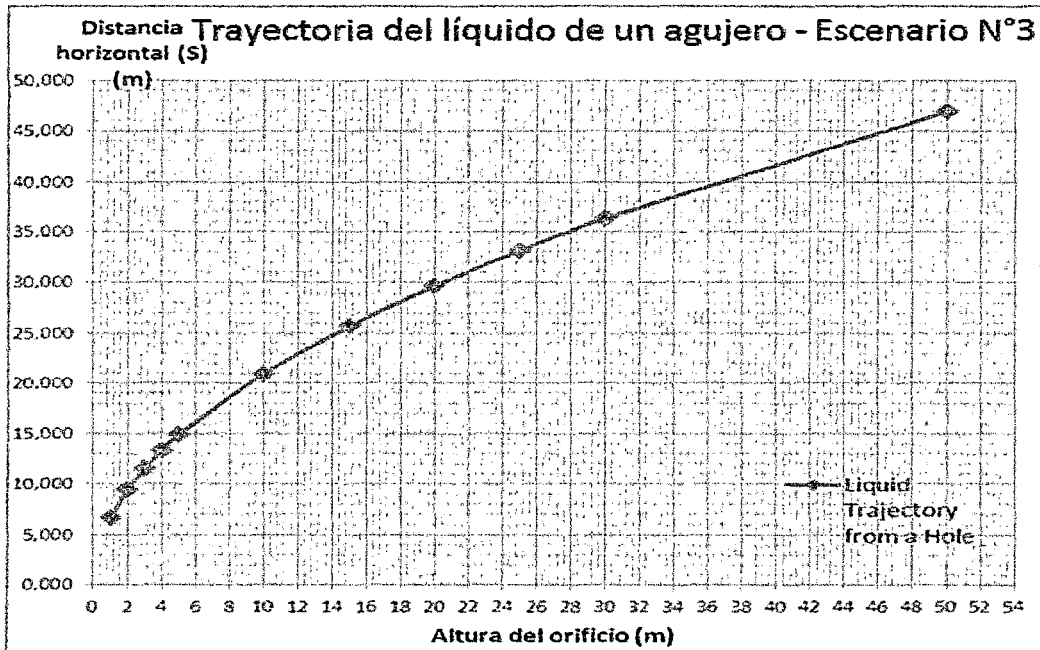
Trayectoria del líquido de un agujero	
Datos de entrada	
Velocidad de descarga	14,7 m/s
Altura del orificio	2 m
Resultados	
Tiempo de llegada al suelo	0,64 s
Diatancia horizontal (S)	9,38 m

TABLA N°9.13
DISTANCIA HORIZONTAL PARA EL ESCENARIO N°3

Altura del orificio (m)	Tiempo de llegada al suelo (s)	Distancia horizontal (S) (m)
1,00	0,45	6,633
2,00	0,64	9,381
3,00	0,78	11,489
4,00	0,90	13,267
5,00	1,01	14,833
10,00	1,43	20,976
15,00	1,75	25,691
20,00	2,02	29,665
25,00	2,26	33,167
30,00	2,47	36,332
50,00	3,19	46,905

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.9
TRAYECTORIA DEL LÍQUIDO A TRAVÉS DE UN AGUJERO -
ESCENARIO N°3



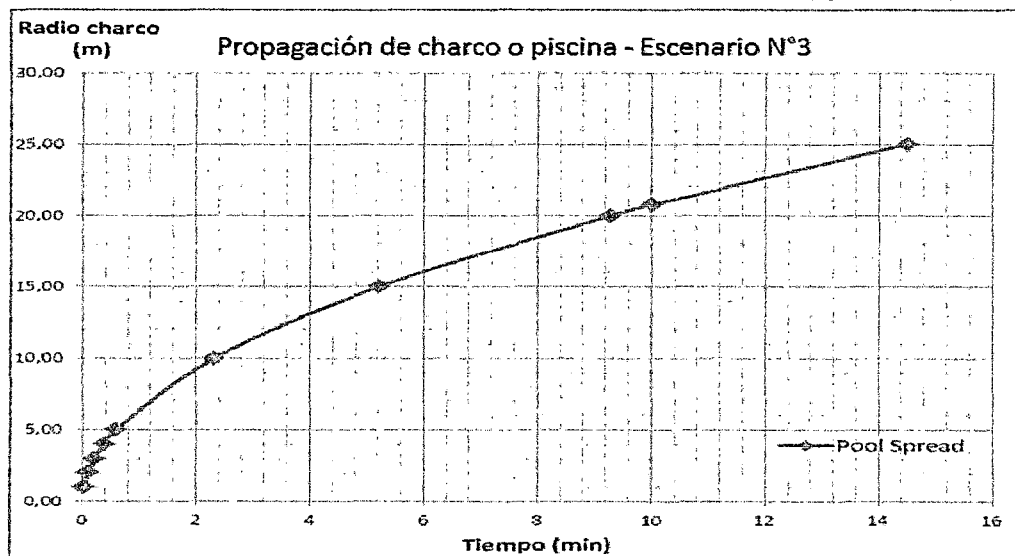
Fuente: Elaboración propia.

TABLA N°9.14
TIEMPO DE PROPAGACIÓN DEL CHARCO PARA EL ESCENARIO N°3

Propagación del Charco o piscina					
Datos de entrada					
Flujo de descarga	4,42 kg/s				
Densidad del líquido	593,6 kg/m ³				
Viscosidad de líquido	2,19E-04 Pa.s				
Resultados					
Caudal descarga	0,01 m ³ /s				
Radio del charco (m)	B	Nre β	Nre	C	Tiempo min
1,00	8,19E+09	1,567	12838,572	2,000	0,02
2,00	1,31E+11	1,569	6419,286	2,000	0,09
3,00	6,64E+11	1,570	4279,524	2,000	0,21
4,00	2,10E+12	1,570	3209,643	2,000	0,37
5,00	5,12E+12	1,570	2567,714	2,000	0,58
10,00	8,19E+13	1,570	1283,857	2,000	2,32
15,00	4,15E+14	1,571	855,905	2,000	5,22
20,00	1,31E+15	1,571	641,929	2,000	9,27
20,77	1,52E+15	1,571	618,131	2,000	10,00
25,00	3,20E+15	1,571	513,543	2,000	14,49

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.10
TIEMPO DE PROPAGACIÓN DEL CHARCO PARA EL ESCENARIO N°3



Fuente: Elaboración propia.

**TABLA N°9.15
DATOS DE INCENDIO TIPO POOL FIRE PARA EL ESCENARIO N°3**

INCENDIO TIPO POOL FIRE	
DATOS	
Temperatura de Ambiente	20 °C
Temperatura de ebullición del liquido (TBP)	208 °C
Calor de Combustión del liquido (ΔH_c)	4,40E+04 kJ/kg
Calor de Vaporización en punto de ebullición de	239,5 kJ/kg
Densidad del liquido (ρ_a)	593,6 kg/m ³
Densidad del vapor en el punto de ebullición del	10,7 kg/m ³
Densidad del aire (ρ_a)	1,2 kg/m ³
Velocidad del Viento (uw)	8 m/s
Humedad Relativa	80 %
Diametro del charco	42,00 m

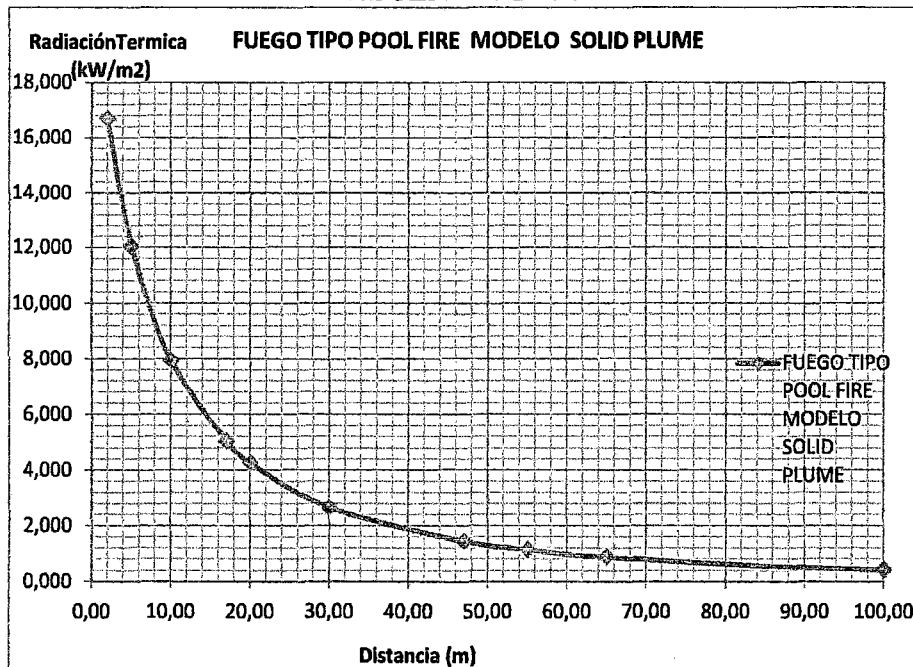
Fuente: Elaboración propia.

**TABLA N°9.16
RADIACIÓN TÉRMICA PARA UN INCENDIO TIPO POOL FIRE PARA EL
ESCENARIO N°3**

Distancia (m)	FUEGO TIPO POOL FIRE MODELO SOLID PLUME			
	F21	τ_a	Eav (kW/m ²)	Et (kW/m ²)
2,00	8,34E-01	0,963	20,8	16,678
5,00	6,52E-01	0,887	20,8	12,018
10,00	4,59E-01	0,833	20,8	7,943
17,00	3,05E-01	0,794	20,8	5,039
20,00	2,62E-01	0,783	20,8	4,266
30,00	1,70E-01	0,755	20,8	2,658
47,00	9,54E-02	0,725	20,8	1,436
55,00	7,64E-02	0,715	20,8	1,134
65,00	5,96E-02	0,704	20,8	0,872
100,00	3,01E-02	0,677	20,8	0,424
200,00	9,03E-03	0,636	20,8	0,119

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.11
RADIACIÓN TÉRMICA PARA UN INCENDIO TIPO POOL FIRE PARA EL
ESCENARIO N°3



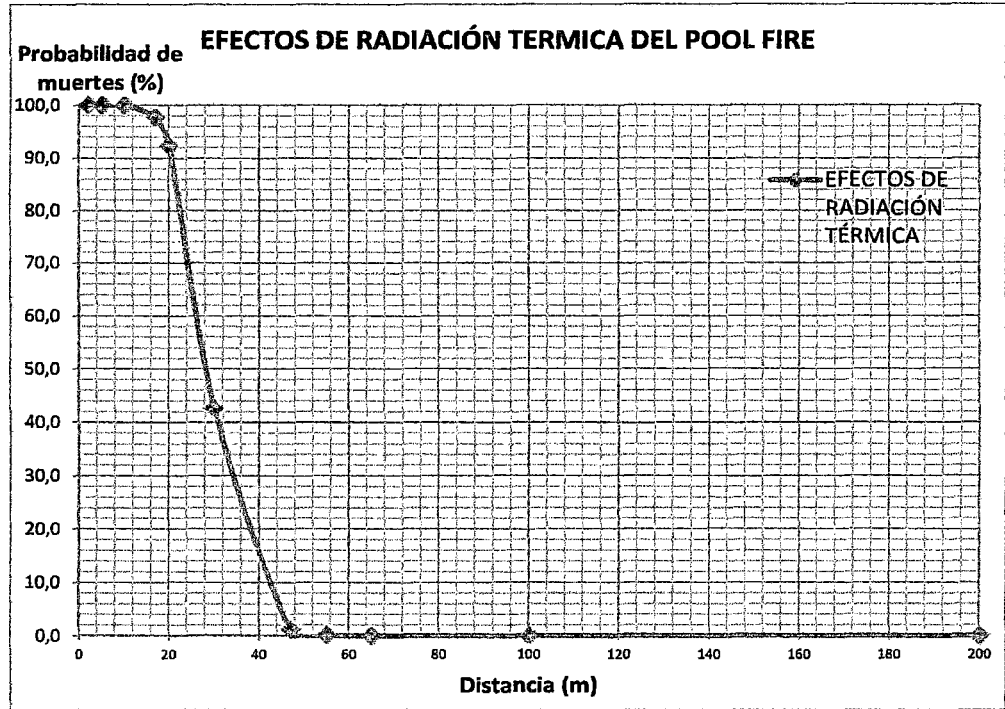
Fuente: Elaboración propia.

TABLA N°9.17
EFFECTOS DE LA RADIACIÓN TÉRMICA PARA EL ESCENARIO N°3

EFFECTOS DE RADIACIÓN TÉRMICA			
Datos de entrada			
Duración		600 s	
Distancia (m)	Probabilidad de muertes		
	Et	Y	P (%)
2,00	16678	11,08	100,0
5,00	12018	9,96	100,0
10,00	7943	8,55	100,0
17,00	5039	7,00	97,7
20,00	4266	6,43	92,3
30,00	2658	4,81	42,6
47,00	1436	2,71	1,1
55,00	1134	1,90	0,1

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICA N°9.12
EFFECTOS DE RADIACIÓN TÉRMICA PARA UN INCENDIO TIPO POOL
FIRE PARA EL ESCENARIO N°3



Fuente: Elaboración propia.

TABLA N°9.18
EFFECTOS ECONÓMICOS PARA EL ESCENARIO N°3

EFFECTOS ECONÓMICOS DE ESCENARIO N° 3				
N°	TAG	COSTO ESTIMADO	% DE DESTRUCCION	COSTO DE DAÑOS(US)
1	EBG-24040 A/B	\$106 593,36	100%	\$106 593,36
2	EBC-24050	\$80 024,88	100%	\$80 024,88
3	CBA-23070	\$16 231,70	100%	\$16 231,70
4	PBB-21045	\$79 761,12	100%	\$79 761,12
5	PBB-21040	\$71 489,28	100%	\$71 489,28
6	VBA-23130	\$177 896,00	100%	\$177 896,00
7	VBA-23135	\$337 985,00	100%	\$337 985,00
COSTO TOTAL DEL DAÑO (US)				\$869 981,34

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO X

CLASIFICACIÓN DE RIESGOS Y EVALUACIÓN DE IMPACTOS

El presente documento contiene la Matriz de Riesgo cuantitativo, que sirve también para la clasificación de los mayores escenarios de riesgo.

La Matriz de Riesgos se determina considerando la probabilidad de ocurrencia de un riesgo y por las consecuencias de dicho riesgo. Para cada uno de los riesgos, se estima la probabilidad de ocurrencia (eventos/unidad de tiempo) y la probabilidad de consecuencias (consecuencia-evento). En la tabla N°10.1 se presenta los escenarios de la Matriz de Riesgo.

TABLA N°10.1
LISTADO DE ESCENARIOS DE RIESGO DE LA UNIDAD DE
DESTILACIÓN PRIMARIA DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE
LGN

N° Escenario	Equipo	Tipo de Escenario
1	Tanque de almacenamiento de condensado TKBJ-23000, 13000 y 3000. (Sistema 02: Nodo 1).	Incendio tipo Pool fire interior en el tanque de almacenamiento de condensados.
2		Incendio tipo Pool fire exterior en el tanque de almacenamiento de condensados
3	Torre de fraccionamiento de Nafta CBA-23075, 13075 y 3075. (Sistema 03: Nodo 2).	Incendio tipo Pool fire exterior en torre la torre de fraccionamiento de Nafta.

Fuente: Elaboración propia

10.1 MATRIZ DE RIESGO

La Matriz de Riesgos considera las siguientes secciones:

- ✓ Fuente de Riesgo, Peligro o Factor de Riesgo
- ✓ Ubicación
- ✓ Riesgo
- ✓ Indicador de alerta
- ✓ Control existente
- ✓ Calificación del Riesgos (Consecuencia ó impacto x probabilidad) antes de tratamiento Medida de Mitigación, Prevención, Monitoreo, Control del Riesgo
- ✓ Calificación del Riesgo Residual (Consecuencia x probabilidad)

La valoración de las consecuencias o impacto están acompañadas de estudios que:

- ✓ Estima el área que será afectada en caso de un escape o derrame de productos inflamables, explosivos y tóxicos incluyendo la radiación térmica de gas encendido o líquidos, la onda expansiva, exposición radioactiva y la disposición final de los residuos peligrosos.
- ✓ Estima las consecuencias peligrosas para las personas y el ambiente en el área afectada.
- ✓ Estima el efecto de la ocurrencia para cada tipo de falla.
- ✓ Estima daños severos de personas en áreas de poblaciones aledañas a las instalaciones, en áreas de concentración urbana como colegios, hospitales, etc.

- ✓ Estima daños al ambiente en áreas sensibles como bofedales, arroyos, ríos, zonas costeras y marítimas, áreas con flora y fauna silvestre u otros.
- ✓ Determina el grado de exposición, susceptibilidad y afectación al daño de la población, medio ambiente, e infraestructura existente en la zona del proyecto ante la ocurrencia de escenarios de desastre. Elaboración de índices de vulnerabilidad de población, ambiental y de infraestructura; así como los mapas asociados.
- ✓ Estima los daños que se presentan en términos económicos a fin de establecer la máxima afectación por el desencadenamiento de los riesgos a través del desarrollo de escenarios básicos (peor y medio). Este valor sirve para establecer el monto de la póliza.

**TABLA N° 10.2
MATRIZ DE RIESGOS**

Equipo: Tanques de almacenamiento de condensado TKBJ-3000/13000/23000.												
Escenarios de Riesgo			Calificación de Riesgos					Medida de Mitigación, Prevención, Monitoreo, Control del Riesgo	Calificación del Riesgo Residual			
N°	Peligro	Riesgo	Indicador de alerta / Control existente	Valoración de Consecuencias		Probabilidad /Frecuencia		Valoración de Riesgo cuantitativo	Consecuencias	Probabilidad	Magnitud de Riesgo residual	
				Efectos Económicos	Clasificación	Frecuencia	Clasificación					
1	Tanques de almacenamiento de condensados TKBJ-3000/13000/23000	Incendio tipo Pool fire en el exterior de tanques de almacenamiento de condensados	<ul style="list-style-type: none"> • Alarma por muy alto nivel LALL-23001 • Alarma por bajo caudal FAL-11036 	\$7 200 000,00	4	3.23×10^{-4}	1	\$2 325.60/año	-	4	1	4

Equipo: Tanques de almacenamiento de condensado TKBJ-3000/13000/23000.												
Escenarios de Riesgo			Calificación de Riesgos				Medida de Mitigación, Prevención, Monitoreo, Control del Riesgo	Calificación del Riesgos Residual				
Nº	Peligro	Riesgo	Indicador de alerta / Control existente	Valoración de Consecuencias		Probabilidad /Frecuencia		Valoración de Riesgo cuantitativo	Consecuencias	Probabilidad	Magnitud de Riesgo residual	
				Efectos Económicos	Clasificación	Frecuencia	Clasificación					
2	Tanques de almacenamiento de condensados TKBJ-3000/13000/23000	Incendio tipo Pool fire en el interior de tanques de almacenamiento de condensados	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de Flama. • Activación de plan de Contingencia 	\$7 200 000,00	4	3.54×10^{-4}	1	\$2 548.80/año	-	4	1	4

Equipo: Torre de fraccionamiento de Nafta CBA-3075/13075/23075.												
Escenarios de Riesgo			Calificación de Riesgos					Medida de Mitigación, Prevención, Monitoreo, Control del Riesgo	Calificación del Riesgos Residual			
N ^o	Peligro	Riesgo	Indicador de alerta / Control existente	Valoración de Consecuencias		Probabilidad /Frecuencia		Valoración de Riesgo cuantitativo	Consecuencias	Probabilidad	Magnitud de Riesgo residual	
				Efectos Económicos	Clasificación	Frecuencia	Clasificación					
3	Torres de fraccionamiento de Nafta CBA-3075/13075/23075.	Incendio tipo Pool fire exterior en las torres de fraccionamiento de Nafta	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de fugas ▪ Alarmas de muy bajo nivel (LALL-23075A). • Detector de flama • Accionamiento de la válvula de seguridad que va hacia el Flare que está ubicado después del intercambiador EBG-24030 Cierre de sistema de control de flujo FC-24085A/B en la línea de suministro Hot Oil	\$869 981,34	2	2.48×10^{-4}	1	\$215.76/año	-	2	1	2

Fuente Elaboración propia.

CAPITULO XI

ACCIONES DE MITIGACIÓN PARA LOS CASOS DE ALTA

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA

➤ RESPONSABILIDADES DEL EQUIPO DE MANEJO DE EMERGENCIA

La Organización del Equipo de Respuesta a Emergencias de la Planta Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (LGN) se basa en el enfoque que el Sistema de Comando de Incidentes (SCI) que tiene con respecto al manejo de emergencias. El SCI ha sido adaptado para su uso en emergencias generales y comúnmente se utiliza en forma global. Ofrece un mecanismo para la integración de la respuesta de la instalación con la de otros organismos, el cual puede ser ampliado o reducido agregando o restando recursos y funciones para cubrir las demandas de cualquier situación.

➤ ENTRENAMIENTO

Los miembros del Equipo de Respuesta a Emergencias de la Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (LGN) reciben la capacitación necesaria en Operaciones Contra Incendios, Primeros Auxilios y Respuesta a Derrames para así de esta manera implementar los procedimientos del Plan de Respuesta a Emergencias. Esta capacitación incluye los siguientes:

CAPITULO XII

RESULTADOS

Según nuestra matriz de riesgos véase Tabla N°10.2 (página 236), se obtuvieron los siguientes resultados en los respectivos escenarios de riesgos:

1. Incendio tipo Pool fire en el exterior de tanques de almacenamiento de condensados TKBJ-3000/13000/23000

Clasificación de Consecuencias = 1, Clasificación de Probabilidad = 4

Riesgo = Consecuencia X Probabilidad = 1 X 4 = 4

Valoración de Riesgo cuantitativo \$2 325.60/año

Es considerado riesgo Moderado MODERADO

Ya que la ponderación es de 4 de un máximo de 16 para ser considerado moderado, esto implica que el trabajo operativo debe hacerse con supervisión permanente, no hay necesidad a implementar cambios; por ello no se Magnitud de **Riesgo residual es 4** y continua siendo riesgo moderado.

2. Incendio tipo Pool fire en el interior de tanques de almacenamiento de condensados TKBJ-3000/13000/23000

Clasificación de Consecuencias = 1, Clasificación de Probabilidad = 4

Riesgo = Consecuencia X Probabilidad = 1 X 4 = 4

Valoración de Riesgo cuantitativo \$2 548.80/año

Es considerado riesgo Moderado MODERADO

Ya que la ponderación es de 4 de un máximo de 16 para ser considerado moderado, esto implica que el trabajo operativo debe hacerse con supervisión permanente, no hay necesidad a implementar cambios; por ello no se Magnitud de **Riesgo residual es 4** y continua siendo riesgo moderado.

3. Incendio tipo Pool fire exterior en las torres de fraccionamiento de Nafta
CBA-3075/13075/23075

Clasificación de Consecuencias = 2, Clasificación de Probabilidad = 1

Riesgo = Consecuencia X Probabilidad = 2 X 1 = 2

Valoración de Riesgo cuantitativo \$215.76/año

Es considerado riesgo Moderado MODERADO

Ya que la ponderación es de 2 de un máximo de 16 para ser considerado moderado, esto implica que el trabajo operativo debe hacerse con supervisión permanente, no hay necesidad a implementar cambios; por ello no se Magnitud de **Riesgo residual es 2** y continua siendo riesgo moderado.

CAPITULO XIII

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

a) Contrastación de Hipótesis con los resultados

Hipótesis

✓ Hipótesis general:

Según los resultados se cumple con la hipótesis de que el análisis Cuantitativo de las variables de riesgos permite su identificación para adoptar medidas de mitigación en la Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural; ya que podemos observar en la matriz de riesgo (véase tabla N°10.1, página “ “) los riesgos se organizan de una forma ordenada pudiendo observar sus nivel de riesgo y su valoración de riesgo cuantitativo para de esa manera poder definir si es conveniente tomar medidas de mitigación.

✓ Hipótesis Específica:

1 Hipótesis Específica Independiente:

Según los resultados se cumple con la hipótesis de que la alta probabilidad de derrames o fugas nos permite analizar una variable de riesgo en la Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural, ya que hemos tomado en cuenta valores de

probabilidad mayores a 10^{-5} según la NFPA 59° porque menores a ello es casi improbable que sucedan.

2 Hipótesis Específica Dependiente:

Según los resultados se cumple con la hipótesis de que el análisis de los riesgos nos permite predecir sus consecuencias en la Unidad de Destilación primaria de una planta de fraccionamiento de líquido de gas natural; como observamos el análisis de consecuencias de cada escenario de riesgo es diferente para cada caso y esto se refleja en su matriz de riesgos en la valoración de riesgo cuantitativo (véase tabla N°10.1, página “237 “).

CAPITULO XIV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

13.1 CONCLUSIONES

- a) En la operación de la unidad de destilación primaria de la Planta, presenta una clasificación de riesgo de tipo MODERADO, cuya ponderación es de 4 de un máximo de 16, esto implica que el trabajo operativo debe hacerse con supervisión permanente, no hay necesidad a implementar cambios.
- b) El tiempo de respuesta del propio establecimiento ante distintos niveles de emergencia (nivel 1, 2 y 3), son inmediatos. Con un tiempo crítico de 10 minutos.
- c) Los miembros del Equipo de Respuesta a Emergencias de la Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (LGN) - Pisco reciben la capacitación de Operaciones Contra Incendios, Primeros Auxilios y Respuesta a Derrames, realizando simulacros.

13.2 RECOMENDACIONES

- a) Con la finalidad de mantener la clasificación de riesgo con las mejores prácticas operativas y de supervisión permanente, se menciona las siguientes recomendaciones:

- b) Debido a el riesgo en la planta es Moderado implica que el trabajo operativo se debe hacer con supervisión permanente de manera obligatoria y sin necesidad a implementar cambios.
- c) Se recomienda evaluar alternativas para mejorar el nivel de reposición del sistema contra incendio, con el fin de cumplir con el Standard NFPA 22-2008.
- d) Recomendamos gestionar ante la autoridad competente la restricción de vuelos de aeronaves sobre las instalaciones de la Planta de fraccionamiento de LGN, tomando una distancia prudencial y considerando un estudio técnico.

CAPITULO XV

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- a) AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS
“GUIDELINES FOR CHEMICAL PROCESS QUANTITATIVE RISK ANALYSIS”
ESTADOS UNIDOS
SECOND EDITION – AÑO 2000.
- b) OSINERGMIN – GERENCIA LEGAL
“MARCO NORMATIVO GENERAL DEL OSINERGMIN 2012”
PERU
AÑO 2012.
- c) AUSTRALIAN/NEW ZEALAND STANDARD™
“RISK MANAGEMENT - PRINCIPLES AND GUIDELINES”
NEW ZEALAND
THIRD EDITION 2004
- d) COMMITTEE FOR THE PREVENTION OF DISASTERS
“YELLOW BOOK (CPR-14E)”
3RD EDITION 1997.
- e) NATIONAL INSTITUTE OF PUBLIC HEALTH AND THE ENVIRONMENT
“MANUAL BEVI RISK ASSESSMENTS”
VERSION 3.2
- f) AMERICAN SOC. OF SAFETY ENGINEERS
“GAS DISPERSION MODELS”

AÑO 1990.

- g) ORGANIZATION RESOURCE COUNSELORS

“PROCESS HAZARDS MANAGEMENT”

AÑO 1988.

- h) INSTITUTION OF CHEMICAL ENGINEERS

**“NOMENCLATURE OF HAZARD AND RISK ASSESSMENT IN PROCESS
INDUSTRIES”**

AÑO 1985.

- i) AEROJET NUCLEAR COMPANY

“FAULT TREE ANALYSIS – CONCEPTS AND TECHNIQUES”

AÑO 1973.

- j) KLETZ, TREVOR

**“¿QUÉ FALLÓ? DESASTRES EN PLANTAS CON PROCESOS QUÍMICOS
¿CÓMO EVITARLOS?”**

[TRADUCIDO DE LA CUARTA EDICIÓN EN INGLÉS DE WHAT
WENTWRONG] [PRIMERA EDICIÓN EN ESPAÑOL], MCGRAW-
HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, MADRID, ESPAÑA, 2002.

- k) STORCH DE GRACIA, J.M.

**“MANUAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL EN PLANTAS QUÍMICAS Y
PETROLERAS”**

[PRIMERA EDICIÓN], MCGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA,
MADRID, ESPAÑA, 1998.

- l) PLUSPETROL CORPORATION

**“Estudio de Impacto Ambiental para la Ampliación de las Unidades de
Procesamiento de la Planta de Fraccionamiento de Líquido de Gas
Natural – Playa Lobería – Pisco”**

PERU
FEBRERO 2010

m) OSINERGMIN – GERENCIA LEGAL

http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/especialista_evaluacion_riesgos.pdf

PERU
NOVIEMBRE 2013

ANEXOS

Anexo N°1: Matriz de Consistencia

Variables Dependientes	Dimensiones	Indicadores	Método
Y= Valor del Riesgo de un evento de riesgo	1. Calificación del Riesgo.	1. Características	Teniendo en cuenta Y, Z identificados
Variables Independientes	Dimensiones	Indicadores	Método
X= Valor de la Probabilidad de un evento de riesgo	1) Frecuencia.	1) Número de eventos ocurridos por año.	1). Árbol de Fallas.
Z= Valor de la Consecuencia de un evento de riesgo	1) Régimen de fuga en una dispersión de Gas. 2) Distancia para diferentes niveles de concentración de gas en una dispersión de Gas. 3) Área de afectación de eventos de fognazo. 4) Régimen de fuga en eventos de explosiones. 5) Consecuencias de eventos de explosiones (distancias) 6) Régimen de fuga en casos de dardo de fuego. 7) Distancias para diferentes niveles de radiación en caso de dardo de fuego. 8) Dimensiones del charco en un incendio tipo pileta. 9) Ubicación del objeto respecto a la base de la flama en un incendio tipo pileta. 10) Distancia del objeto a la base de la flama en un incendio tipo pileta. 11) Máximo flux calculado en el objeto en un incendio tipo pileta.	1) Kg/se c. 2) m. 3) m ² . 4) Kg/se c. 5) m. 6) Kg/se c. 7) m. 8) m. 9) m. 10) m. 11) KW/m ² .	1).Cálculos de ingeniería.