



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
ZARAGOZA

APLICACION DE LAS TECNICAS HAZOP, ANALISIS DE  
CONSECUENCIAS Y ANALISIS POR ARBOL DE FALLAS PARA  
LA IDENTIFICACION Y EVALUACION DE LOS RIESGOS EN  
UNA PLANTA DE AGUAS AMARGAS DE UNA REFINERIA.

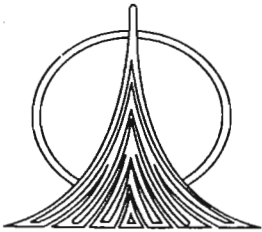
**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

**I N G E N I E R A Q U I M I C A**

P R E S E N T A :

**T A N I A J I M E N E Z R I C O**



MEXICO

2005

m 345478



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



**FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA  
DE INGENIERIA QUIMICA**

**OFICIO: FESZ/JCIQ/021/04**

**ASUNTO: Asignación de Jurado**

**ALUMNA: JIMÉNEZ RICO TANIA**  
**P r e s e n t e.**

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

<b>Presidente:</b>	<b>I.Q. René de la Mora Medina</b>
<b>Vocal:</b>	<b>Dr. Modesto Javier Cruz Gómez</b>
<b>Secretario:</b>	<b>I.Q. Raúl Ramón Mora Hernández</b>
<b>Suplente:</b>	<b>M. en C. Andrés Aquino Canchola</b>
<b>Suplente:</b>	<b>I.Q. Judith Ventura Cruz</b>

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

**A T E N T A M E N T E**  
**“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”**  
México, D. F., 21 de Abril de 2004

**EL JEFE DE LA CARRERA**

**M. en C. ANDRÉS AQUINO CANCHOLA**  
INGENIERIA QUIMICA  
SECRETARIA TECNICA

+



## **AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS**

Este trabajo se lo dedico a la Universidad Autónoma de México (Facultad de Estudios Superiores Zaragoza), por ofrecerme la oportunidad de realizar mis estudios profesionales y formarme como profesionista y ser humano.

A mis padres y hermana:

Emir Jiménez Figueroa  
Emma Martha Rico Domínguez  
Sara Jiménez Rico

Por su apoyo y consejos durante toda mi vida, haciendo de mi una persona de bien. Les agradezco su cariño, esfuerzos, comprensión en los momentos difíciles y momentos felices.

A mi asesor:

Dr. Modesto Javier Cruz Gómez  
Por la confianza y oportunidad de colaborar en su equipo de trabajo para la realización de la presente tesis.

A los honorables miembros del jurado:  
Por tomarse el tiempo de revisión, corrección, aceptación y por sus consejos.

A mis maestros:  
Que con entrega y dedicación transmitieron todo su conocimiento y experiencia.



A mis amigos de toda la vida:

Teresa Morales, Aquiles Farzan (mimoso), Adriana Delgado, Berenice Núñez, Gisela Ramírez, Angélica Lojero, Nayeli De La Vega, Luis Antonio Hernández (Huicho), Ollín Peñalosa, Claudia Aceves, Judith, Juan Carlos, Ivonne, Armando Marmolejo (abuelo), Daniel Hernández. Por su amistad incondicional, por su cariño y solidaridad en todo momento.

A mis amigos de F.E.S. Zaragoza:

Adriana Islas, Abel, Blass, Alfredo, Braulio, Carlos Baeza, Carlos Andrés, Balmore, Dey, Gerardo, José Fernando, Martín Colon, Manolo, Lupita Martínez, Roberto Larios, Rita, Claudia, Dionisio. Por su amistad incondicional y apoyo en todo momento.

A mis compañeros del C.E.A.S.P.A.:

Ricardo García, Hugo Flores, Aldo Hernández, Ramón García, Fermín Medrano, Raúl, Orlando, Efraín, Tenango, Martha, Miriam, Susana, Mary Carmen, Eloina, Néstor, Sonia, Alfredo. Por el tiempo y paciencia que han tenido hacia a mí.



## ÍNDICE

	PÁGINA
<b>RESUMEN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	
1.1- INTRODUCCIÓN	3
1.2- OBJETIVOS	7
1.3- JUSTIFICACIÓN	7
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>8</b>
<b>MARCO TEORICO</b>	
2.1- HISTORIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA	9
2.1.1- VISIÓN DE PEMEX	14
2.1.2- PROPÓSITO DE PEMEX	15
2.1.3- PEMEX REFINACIÓN	15
2.1.4- REGULACIÓN AMBIENTAL DE PEMEX	15
2.2- ANÁLISIS DE RIESGOS	17
2.2.1- RIESGO Y PELIGRO	18
2.2.2- ACCIDENTE	20
2.2.2.1- ACCIDENTES QUÍMICOS	20
2.2.3- CÓDIGOS Y NORMAS DE SEGURIDAD	21



2.2.3.1- ANÁLISIS HISTÓRICO DE ACCIDENTES	24
2.2.3.2- ACCIDENTES EN LA INDUSTRIA	25
2.2.4- CONTROLES ADMINISTRATIVOS	26
2.2.5- FACTORES HUMANOS	27
<b>2.3- TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RIESGOS</b>	<b>29</b>
2.3.1- ANÁLISIS DE PELIGROS Y OPERABILIDAD (HAZOP)	32
2.3.1.1- ORIGEN DEL ANÁLISIS HAZOP	32
2.3.1.2- PROPÓSITO	33
2.3.1.3- OBJETIVOS	33
2.3.1.4- CARACTERÍSTICAS	34
2.3.1.5- PREVIOS AL HAZOP	35
2.3.1.5.1- NODOS	36
2.3.1.5.2- DESVIACIONES A ESTUDIAR	36
2.3.1.5.3- PALABRAS GUÍA	38
2.3.1.6- METODOLOGÍA DEL HAZOP	39
2.3.2- ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS (AC)	40
2.3.3- ANÁLISIS DE ARBOL DE FALLAS	44
2.3.3.1- CONSTRUCCIÓN DE UN ÁRBOL DE FALLAS	46
2.3.3.2- ESTIMACIÓN CUANTITATIVA DE RIESGOS UTILIZANDO EL ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS POR EL MÉTODO DE CONJUNTOS MÍNIMOS	47
<b>2.4- AGUAS AMARGAS</b>	<b>50</b>
2.4.1- SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS	50
2.4.1.1- TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS POR INTERCAMBIO IÓNICO	51



2.4.1.2- TRATAMIENTO POR OXIDACIÓN CON AIRE	53
2.4.1.3- TRATAMIENTO POR AGOTADORES	54
2.4.2- FACTORES QUE INFLUYEN EN EL FUNCIONAMIENTO DE LOS AGOTADORES DE AGUAS AMARGAS	55
2.4.2.1- AGOTADORES CON VAPOR	56
2.4.2.2- AGOTADORES CON GAS DE CHIMENEA	56
2.4.2.3- AGOTADORES DE GAS COMBUSTIBLE	57
2.4.3- PROPIEDADES DE LAS AGUAS AMARGAS	57
2.4.3.1- PROPIEDADES DEL ÁCIDO SULFHÍDRICO (H <sub>2</sub> S)	58
2.4.3.1.1- VIA DE ENTRADA AL ORGANISMO	60
2.4.3.1.2- MEDIDAS PREVENTIVAS	62
2.4.3.1.3- TRATAMIENTO	63
2.4.3.2- PROPIEDADES DEL AMONIACO (NH <sub>3</sub> )	63
2.4.3.2.1- RESPIRACIÓN	64

## **CAPÍTULO III**

### **TRABAJO DE CAMPO**

65

#### **3.1- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

66

##### 3.1.1- PLANTA RECUPERADORA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

66

###### 3.1.1.1- INTRODUCCIÓN

66

###### 3.1.1.2- VARIABLES DE OPERACIÓN Y CONTROL DEL PROCESO

67

###### 3.1.1.3- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

68





<b>3.2- DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA HAZOP</b>	<b>70</b>
3.2.1- MATRIZ DE RIESGOS	73
3.2.1.1- CLASIFICACIÓN DE RIESGOS Y SUS RECOMENDACIONES	76
3.2.1.2- CIRCUITOS SELECCIONADOS	77
3.2.2- DIAGRAMAS UTILIZADOS PARA LAS SESIONES HAZOP	77
3.2.3- HOJAS DE REGISTRO HAZOP	78
<b>3.3- ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS</b>	<b>78</b>
3.3.1- CRITERIO PARA LA ASIGNACIÓN DE PROBABILIDADES A LOS EVENTOS BÁSICOS EN UN ÁRBOL DE FALLAS	79
3.3.2- DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS PARA EL FTA	79
3.3.3- DIAGRAMAS DE ÁRBOL DE FALLAS	80
3.3.4- CÁLCULO DEL ÁRBOL DE FALLAS, CON LA TÉCNICA DE CONJUNTOS MÍNIMOS	81
3.3.4.1- ÁRBOL DE FALLAS PARA "FUGA DE AGUA AMARGA EN LA BOMBA DE CARGA GA-3805"	81
3.3.4.2- ÁRBOL DE FALLAS PARA "BAJO NIVEL EN LA TORRE AGOTADORA DA-3801"	84
<b>3.4- ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS</b>	<b>86</b>
3.4.1-CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS	87



3.4.2- DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ACCIDENTE	92
3.4.3- DATOS REQUERIDOS PARA CADA ESCENARIO	93
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>94</b>
<b>RESULTADOS Y RECOMENDACIONES</b>	
<b>4.1- RESULTADOS Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS HAZOP</b>	<b>95</b>
<b>4.2- RESULTADOS Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS</b>	<b>95</b>
4.2.1- ESCENARIO No. 1	96
4.2.2- ESCENARIO No. 2	96
<b>4.3- RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS</b>	<b>97</b>
4.3.1- ESCENARIO No. 1	97
4.3.2- ESCENARIO No. 2	99
4.3.3- DIAGRAMAS DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS	101
<b>CAPÍTULO V</b>	<b>103</b>
CONCLUSIONES	104
BIBLIOGRAFÍA	106
<b>ANEXO A</b>	<b>109</b>
<b>DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO</b>	



<b>ANEXO B</b>	
<b>REGISTRO DE MEDIDAS DE ANÁLISIS DE RIESGOS</b>	<b>111</b>
<b>ANEXO C</b>	
<b>HOJA DE REGISTRO HAZOP</b>	<b>116</b>
<b>ANEXO D</b>	
<b>DIAGRAMAS UTILIZADOS PARA EL HAZOP</b>	<b>137</b>
<b>ANEXO E</b>	
<b>DIAGRAMAS DE ÁRBOL DE FALLAS</b>	<b>143</b>
<b>ANEXO F</b>	
<b>DIAGRAMAS DE ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS</b>	<b>147</b>
<b>ANEXO G</b>	
<b>GLOSARIO</b>	<b>150</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 1.-</b> Códigos y Normas Internacionales.	<b>22</b>
<b>Tabla 2.-</b> Códigos y Normas Oficiales Mexicanas.	<b>23</b>
<b>Tabla 3.-</b> Técnicas de identificación y evaluación de riesgos.	<b>31</b>
<b>Tabla 4.-</b> Significado de las palabras guías.	<b>38</b>
<b>Tabla 5.-</b> Simbología utilizada en el análisis por árbol de fallas.	<b>46</b>
<b>Tabla 6.-</b> Reglas Booleanas de uso frecuente en el análisis de árbol de fallas.	<b>48</b>



<b>Tabla 7.- Toxicidad de ácido sulfhídrico.</b>	<b>62</b>
<b>Tabla 8.- Niveles de frecuencia.</b>	<b>74</b>
<b>Tabla 9.- Niveles de gravedad.</b>	<b>75</b>
<b>Tabla 10.- Criterio para jerarquizar las recomendaciones.</b>	<b>76</b>
<b>Tabla 11.- Circuitos seleccionados para el análisis HAZOP.</b>	<b>77</b>
<b>Tabla 12.- Diagramas utilizados en el HAZOP.</b>	<b>78</b>
<b>Tabla 13.- Probabilidad y frecuencia para árboles de fallas.</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 14.- Descripción del escenario "fuga de agua amarga en la bomba GA-3805".</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 15.- Descripción del escenario "bajo nivel en la torre agotadora DA-3801".</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 16.- Relación de diagramas de árbol de fallas.</b>	<b>81</b>
<b>Tabla 17.- Expresión Booleana para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.</b>	<b>81</b>
<b>Tabla 18.- Eventos básicos con sus probabilidades para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba GA-3805.</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 19.- Cálculo de conjuntos mínimos y probabilidad del escenario de fuga de agua amarga en la bomba GA-3805.</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 20.- Expresión Booleana para el escenario de bajo nivel en la torre agotadora DA-3801.</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 21.- Eventos básicos con sus probabilidades del árbol de fallas por bajo nivel en la torre DA-3801.</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 22.- Cálculo de conjuntos mínimos y probabilidad de bajo nivel en la torre agotadora DA-3801.</b>	<b>85</b>
<b>Tabla 23.- Criterios por el INE para análisis de riesgos.</b>	<b>88</b>
<b>Tabla 24.- Niveles de radiación.</b>	<b>89</b>
<b>Tabla 25.- Niveles de sobrepresión.</b>	<b>89</b>
<b>Tabla 26.- Daños en plantas y refinerías.</b>	<b>90</b>
<b>Tabla 27.- Descripción de escenarios de incendio y explosión.</b>	<b>92</b>



<b>Tabla 28.-</b> Datos para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.	93
<b>Tabla 29.-</b> Fuga de agua amarga en el tanque acumulador FA-3801.	93
<b>Tabla 30.-</b> Recomendaciones para el árbol de fallos para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba GA-3805.	96
<b>Tabla 31.-</b> Recomendaciones para el árbol de fallos por bajo nivel en la torre DA-3801.	97
<b>Tabla 32.-</b> Velocidad de descarga de agua amarga.	98
<b>Tabla 33.-</b> Resultados de la vaporización del charco de agua amarga.	98
<b>Tabla 34.-</b> Zona de alto riesgo y de amortiguamiento por fuga de agua amarga en la bomba GA-3805.	99
<b>Tabla 35.-</b> Velocidad de descarga de agua amarga.	100
<b>Tabla 36.-</b> Resultados de la vaporización del charco de agua amarga.	100
<b>Tabla 37.-</b> Zona de alto riesgo y de amortiguamiento por fuga de agua amarga en el tanque acumulador FA-3801.	101
<b>Tabla 38.-</b> Diagramas de análisis de consecuencias	102

## ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
<b>Figura 1.-</b> Matriz de riesgos.	74
<b>Figura 2.-</b> Matriz de clases de riesgo.	76



## RESUMEN

En esta tesis se presentan los resultados del análisis de riesgos realizado en una Planta Tratadora de Aguas Amargas. Este proyecto fue desarrollado entre PEMEX Refinación y la Universidad Nacional Autónoma de México. Las técnicas empleadas para la realización del análisis de riesgos son: Análisis de Peligros y Operabilidad (HazOp), Análisis por Árbol de Fallas y Análisis de Consecuencias. En el análisis de riesgos de proceso se emplearon los diagramas de tubería e instrumentación (DTI´s) de la planta, mismos que fueron revisados en campo para su actualización como trabajo previo a dicho análisis.

Del análisis HazOp se obtuvieron una serie de recomendaciones, las cuales se presentan en orden jerárquico en el plan de trabajo o registro de medidas de análisis de riesgos. Para análisis de árbol de fallas se seleccionaron dos eventos culminantes:

1. Fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.
2. Bajo nivel en la torre agotadora DA-3801.

Para el análisis de consecuencias se consideraron dos escenarios:

1. Fuga de agua amarga en la descarga de la bomba de carga GA-3805.
2. Fuga de agua amarga en el tanque acumulador FA-3801.



# CAPÍTULO I

# INTRODUCCIÓN



## 1.1- INTRODUCCIÓN

A partir de la segunda mitad del siglo XX el crecimiento de las plantas industriales en cuanto a número y capacidad ha sido muy significativo, debido a ello, se ha observado un aumento de la tendencia y magnitud de los accidentes potenciales, los cuales han provocado cuantiosas pérdidas humanas y materiales, así como daños ambientales severos. Esto ha propiciado una mayor conciencia sobre la seguridad industrial que de alguna forma ya se extiende al público en general.

Un accidente es un suceso no planeado que pone en peligro la seguridad del ser humano, ya sean empleados y/o miembros de la sociedad, la ecología, la producción y las instalaciones.

Actualmente la industria petrolera ha registrado la mayor producción de petróleo en el país, por lo que se ha incrementado el procesamiento o refinación del petróleo en las refinerías ya establecidas. Esto también trae una mayor producción de aguas amargas originadas en las mismas plantas de refinación de petróleo, como consecuencia de la naturaleza del proceso. Estos efluentes con grandes cantidades de ácido sulfhídrico y amoníaco, pueden causar grandes daños al medio ambiente, por eso se les da un tratamiento previo. Este tratamiento que es efectivo y eficiente, como cualquier otro proceso, no está exento de riesgos que pueden originar en determinadas circunstancias un accidente en la planta, por esta razón es necesario hacer un análisis de riesgos para asegurar el bienestar de trabajadores, medio ambiente e instalaciones.

La ingeniería química ha evolucionado durante estos últimos años mejorando el análisis, la administración, la supervisión y el control de procesos, en los cuales se efectúan cambios físicos, químicos y bioquímicos, para transformar materias primas en productos elaborados o semielaborados; así como los diseños, construcción y montaje de plantas y equipos para estos procesos.





Durante los últimos años, la sociedad ha tenido la idea de que la industria es de alto riesgo; el principal motivo es el gran crecimiento de la industria tanto en el número de plantas industriales como en la capacidad de estas. Estos cambios involucran el uso de nuevos procesos e inclusive el nacimiento de nuevas tecnologías, la automatización de las plantas, etc.

La administración de casi todas las industrias en sus distintos niveles ha respondido a esta creciente sensibilidad social y ha realizado esfuerzos importantes para regular las actividades de la industria en general y dándole mas importancia a aquellas que presentan mayor riesgo. Estos esfuerzos tienen como objetivo la reducción de accidentes (sobre todo de los catastróficos) durante la fabricación de productos químicos.

La administración de la seguridad es una base firme que establece una infraestructura encaminada a la efectiva administración de una industria. Por ello se esta haciendo obligatorio el análisis de riesgos en la industria. Una cultura fuerte en seguridad, salud y protección ambiental sustenta un sólido sistema de administración, dentro del cual destaca la participación y el compromiso de las empresas, quienes son responsables de eliminar las lesiones, reducir los incidentes ambientales, las emisiones totales y los desechos peligrosos, dando como resultado importantes ahorros para la industria.

Un riesgo no se puede medir con precisión, pero si puede ser estimado con suficiente aproximación. El análisis de riesgo es un intento para ponderar y comparar estimativamente las consecuencias de un accidente contra la probabilidad de que ocurra. La probabilidad y consecuencias de un accidente se reducen si el peligro, en sus causas y efectos, esta identificado y se llevan acabo las recomendaciones.



Existen varias técnicas de identificación y evaluación de riesgos, las cuales se agrupan en tres categorías que son: métodos comparativos, índices de riesgo y métodos generalizados. Estas técnicas han demostrado ser eficientes en la práctica profesional desde hace varios años y difieren en la forma de rastrear y evaluar riesgos, aunque puede cambiarse para obtener mejores resultados. La identificación de riesgos es el paso más importante del análisis, puesto que cualquier riesgo no identificado no puede ser objeto de estudio y se vuelve un riesgo incontrolable.

Para la identificación de riesgos, es una buena táctica identificarlos y evaluarlos mediante una técnica cualitativa, tal como la técnica de Análisis de Peligro y Operabilidad (HazOp), y después hacer una evaluación cuantitativa de los eventos culminantes mediante las técnicas cuantitativas de Análisis por Árbol de Fallas (FTA) y el Análisis de Consecuencias (AC).

En el Análisis de Peligro y Operabilidad se realizan una serie de sesiones con un equipo multidisciplinario (expertos de la UNAM, como líder y secretario e ingenieros especialistas de la planta a analizar) para llevar a cabo un estudio de los riesgos. Para el análisis HazOp se utiliza una serie de palabras guía que se aplican a cada parámetro del proceso para identificar mediante la discusión y la generación de ideas, posibles desviaciones de la intención del diseño del sistema y sus procedimientos, buscando así los sistemas de protección contra los riesgos; además, se cuantifican parcialmente estos riesgos mediante la combinación de frecuencias y gravedades.

El Análisis de Árbol de Fallas es la representación de las secuencias de acontecimientos que pueden conducir a un accidente "suceso culminante" y el Análisis de Consecuencias nos proporciona información sobre los efectos que se producirán en caso de que un accidente suceda.



El análisis de riesgos cubre esencialmente dos tipos de actividades: la evaluación de riesgos y la administración de riesgos. La primera esta enfocada a determinar la probabilidad de ocurrencia de un evento que genere un accidente y determinar en cuanto valoran las personas las situaciones alternativas que involucren diferentes niveles de riesgos. La segunda se refiere a las políticas externas e internas de la planta, que tiene como objetivo la reducción de riesgos a los cuales se exponen los seres humanos principalmente; además de realizar estudios de costo-beneficio.

La identificación de riesgos es una disciplina que combina la ingeniería del proceso con técnicas matemáticas que permiten realizar estimaciones de frecuencias, probabilidades y consecuencias de accidentes.

En la tesis se encontrara la información requerida para la realización de un análisis de riesgos, en él capítulo II se encuentra el marco teórico como es la historia de la industria petrolera, análisis de riesgos y técnicas, así, como información de aguas amargas; él capítulo III encontraremos el trabajo realizado en campo, la descripción del área de estudio, aplicación de la técnica HazOp, análisis de árbol de fallas y análisis de consecuencias; él capítulo IV observaremos los resultados y recomendaciones de los análisis realizados.



## 1.2- OBJETIVOS

- ❖ Análisis semicuantitativos de los riesgos en una planta de aguas amargas mediante la técnica HazOp.
- ❖ Realizar la selección de un escenario hipotético de accidente para evaluar sus consecuencias y proponer medidas de protección para disminuir sus efectos.
- ❖ Obtener, una vez realizado el análisis, una lista de recomendaciones que al ser implementadas conforme a su prioridad, mejoraran la operación e incrementará la seguridad de la planta.
- ❖ Realizar una evaluación cuantitativa de los eventos culminantes mediante las técnicas Análisis de Árbol de Fallas y Análisis de Consecuencias.
- ❖ Establecer las medidas para controlar y reducir el nivel de riesgos en una planta de aguas amargas de una refinería con el fin de mejorar la operabilidad del área.
- ❖ Crear una conciencia en el personal de la unidad en lo referente a seguridad laboral.

## 1.3- JUSTIFICACIÓN

La industria química ha crecido en los últimos años tanto en plantas como en capacidad por lo cual está sujeta a riesgos no controlados que pueden poner en peligro la integridad física de los trabajadores, instalaciones, así como del medio ambiente. Por esta razón es recomendable realizar en toda industria análisis de riesgos para minimizar los peligros y evitar consecuencias negativas en la operación de las instalaciones. Este trabajo de tesis se enfocará en la aplicación de las técnicas HazOp, Análisis de Consecuencias y Análisis por Árbol de Fallas para la identificación y evaluación de los riesgos en una Planta de Aguas Amargas de una refinería.



# CAPÍTULO II

# MARCO TEÓRICO



## 2.1- HISTORIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA<sup>(26,27)</sup>

La historia de la industria del petróleo en México se inicia en 1900, cuando los norteamericanos Charles A. Candfield y Edward L. Doheny compraron 113 hectáreas de la hacienda "El Tulillo", en el municipio de Ébano, San Luis Potosí, que se extendían hacia los estados de Tamaulipas y Veracruz. En ese año, la hacienda pasó a ser propiedad de la "Mexican Petroleum of California", creada por Doheny, empresa que empezó a perforar en un campo al que denominaron "El Ébano" y, en 1901, se descubrió petróleo mediante un pozo que fue bautizado con el nombre de "Doheny I".

Paralelamente a las actividades petroleras de Doheny, la compañía inglesa "Pearson and Son", que era contratista en el gobierno del general Porfirio Díaz y cuyo propietario era Weetman Dickinson Pearson, adquirió terrenos para la exploración y explotación de petróleo. En 1902, encontró petróleo cerca de San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec, y años después construyó una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto en esta zona.

El 24 de diciembre de 1901, el presidente Porfirio Díaz expidió la Ley del Petróleo, aprobada por el Congreso de la Unión, con la cual se pretendía impulsar la actividad petrolera, otorgando amplias facilidades a los inversionistas extranjeros y las primeras concesiones las recibieron Edward L. Doheny y Weetman D. Pearson.

A la caída de Porfirio Díaz, el gobierno revolucionario del Presidente Francisco I. Madero expidió, el 3 de junio de 1912, un decreto para establecer un impuesto especial del timbre sobre la producción petrolera y, posteriormente, ordenó que se efectuará un registro de las compañías que operaban en el país, las cuales controlaban el 95 por ciento del negocio.



Posteriormente, Venustiano Carranza creó -en 1915- la Comisión Técnica del Petróleo y en 1918 estableció un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos para ejercer control de la industria y recuperar en algo lo enajenado por Porfirio Díaz, hecho que ocasionó la protesta y resistencia de las empresas extranjeras.

Con el auge petrolero, las compañías se adueñaron de los terrenos con petróleo. Por ello, el gobierno de Carranza dispuso que todas las compañías petroleras y las personas que se dedicaran a exploración y explotación del petróleo deberían registrarse en la Secretaría de Fomento.

La segunda década del siglo fue una época de febril actividad petrolera, que tuvo una trayectoria ascendente hasta llegar -en 1921- a una producción de crudo de poco más de 193 millones de barriles, que colocaba a México como segundo productor mundial, gracias al descubrimiento de yacimientos terrestres de lo que se llamó la "Faja de Oro", al norte del estado de Veracruz, que se extendían hacia el estado de Tamaulipas.

Uno de los pozos más espectaculares en los anales de la historia petrolera del mundo fue el "Cerro Azul No. 4", localizado en terrenos de las haciendas de "Toteco" y "Cerro Azul", propiedad de la "Huasteca Petroleum Company", que ha sido uno de los mantos petroleros más productivos a nivel mundial, al obtener una producción -al 31 de diciembre de 1921- de poco más de 57 millones de barriles.

En los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento al pasar de 51 millones de barriles producidos en 1940 a 86 millones en 1950 y la exportación en este último año sobrepasó los 12 millones de barriles. Este aumento productivo se debió a una labor intensa en la exploración, cuyo resultado más espectacular fue el descubrimiento -en 1952- de los primeros campos de la nueva Faja de Oro.



Se construyeron las refinerías de Poza Rica, de Salamanca, de Ciudad Madero, la nueva refinería de Minatitlán y se amplió la de Azcapotzalco. También, en 1951, empezó el funcionamiento de una planta petroquímica básica en Poza Rica, con lo cual se iniciaba la industria petroquímica en México. Entre 1964 y 1970, se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación, descubriéndose el campo Reforma, en los límites de Chiapas y Tabasco, y el campo Arenque, en el Golfo de México y, en 1966, se creó el Instituto Mexicano del Petróleo.

En 1972, se detectó una nueva provincia productora de hidrocarburos en el estado de Chiapas, mediante la perforación de los pozos Cactus I y Sitio Grande I, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas - Tabasco hizo posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México en 1974. Así, en 1976, las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles anuales.

En los años setenta, se da un impulso importante a la refinación, al entrar en operación la refinería de "Miguel Hidalgo", en Tula, Hgo.; "Ing. Héctor Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oax.

A partir de 1976, se impulsó una mayor actividad en todas las áreas de la industria, ante la estrategia política del Presidente José López Portillo de dar un gran salto en la producción petrolera y en las reservas de hidrocarburos, por lo que el petróleo se convirtió en la principal fuente de divisas del país, ya que llegó a representar el 75 por ciento de sus exportaciones. El aumento productivo de esta época estuvo ligado al descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche, considerada hasta la fecha como la provincia petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo.





En la década de los ochenta, la estrategia de la industria petrolera nacional fue la de consolidar la planta productiva mediante el crecimiento, particularmente en el área industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

A partir de 1990, se inició un programa de inversiones financiado por el Eximbank y el Overseas Economic Cooperation Fund de Japón denominado "Paquete Ecológico", que comprendió la construcción de un total de 28 plantas de proceso en el sistema nacional de refinación, el cual fue terminado en 1997 y cuyos objetivos fueron mejorar la calidad de las gasolinas, reducir el contenido de azufre en el diesel y convertir combustóleo en combustibles automotrices, así como elevar las características de los residuales, a fin de cumplir con las normas ambientales adoptadas por el Gobierno de México.

En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, iniciativa que envió el Ejecutivo Federal, mediante la cual se emprendió una reestructuración administrativa y organizativa bajo el concepto de líneas integradas de negocios que incorpora criterios de productividad, responsabilidad, autonomía de gestión, definiendo bajo un mando único actividades operativas y de apoyo. Por tanto, PEMEX descentralizó y desconcentró funciones y recursos para cumplir todas las actividades implícitas de la industria petrolera y sus áreas estratégicas.

Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, bajo la conducción central del Corporativo PEMEX.



A partir de esta reestructuración administrativa de PEMEX, se llevó a cabo una transformación profunda de la empresa para maximizar el valor económico de las operaciones y para planear y ejecutar proyectos de inversión con mayor solidez y rentabilidad. De esta manera, en los años 1995 y 1996 se fortalecieron los programas operativos de PEMEX para mantener la producción de hidrocarburos y aumentar la elaboración y distribución de productos petrolíferos de mayor calidad, principalmente gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium, así como PEMEX Diesel a nivel nacional.

El año de 1997 marcó el inicio de una nueva fase de expansión de la industria petrolera mexicana, mediante la ejecución de importantes megaproyectos de gran envergadura para incrementar los volúmenes de producción de crudo y gas y mejorar la calidad de los combustibles.

Por su importancia estratégica y económica, se iniciaron el "Proyecto Cantarell" para renovar, modernizar y ampliar la infraestructura de este complejo, con el fin de mantener la presión en este yacimiento, ubicado en la Sonda de Campeche, a través de la inyección de nitrógeno; el "Proyecto Cadereyta" orientado a la modernización y reconfiguración de la refinería "Ing. Héctor Lara Sosa", en el estado de Nuevo León para construir 10 nuevas plantas de proceso y ampliar otras 10 existentes; y el "Proyecto Cuenca de Burgos" para aprovechar el enorme potencial gasífero de la región norte de Tamaulipas y obtener una producción adicional de gas natural de 450,000 a 1,500 millones de pies cúbicos por día en el año 2000.

Durante el año 2000, se establecieron las bases para el diseño del Plan Estratégico 2001-2010, en el cual se proponen las estrategias operativas para maximizar el valor económico de las actividades operativas de PEMEX, la modernización de su administración para generar ahorros, así como los cambios necesarios en la relación con el Gobierno Federal, tales como un nuevo tratamiento



fiscal, una nueva regulación basada en el desempeño y un control administrativo moderno de acuerdo a resultados.

A partir del mes de diciembre de 2000, se inició una nueva era en la industria petrolera mexicana con la implantación de estrategias orientadas a buscar un crecimiento dinámico de Petróleos Mexicanos, mediante la ejecución de importantes proyectos dirigidos a la producción de crudo ligero, a la aceleración de la reconfiguración de las refinerías, al mejoramiento de la calidad de los productos, a la optimización de la exploración para gas no asociado y a la integración de alianzas con la iniciativa privada para revitalizar y fomentar a la industria petroquímica.

Para cumplir estas metas, se lleva a cabo una reestructuración del Corporativo, con el propósito de mantener el liderazgo en la operación integral de la empresa, dar seguimiento a la nueva planeación e identificar los cambios encaminados a alcanzar mayores rendimientos y una mejor operación de las instalaciones con costos y calidad de nivel mundial.

### **2.1.1- VISIÓN DE PEMEX<sup>(26)</sup>**

PEMEX es la empresa más grande de México y una de las diez más grandes del mundo, tanto en términos de activos como de ingresos. Con base en el nivel de reservas y su capacidad de extracción y refinación, se encuentra entre las cinco compañías petroleras más importantes a nivel mundial.

Las actividades de PEMEX abarcan la exploración y explotación de hidrocarburos, así como la producción, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. En virtud de que de conformidad con la legislación mexicana estas actividades corresponden en exclusiva al Estado, PEMEX es un organismo público descentralizado.



### **2.1.2- PROPÓSITO DE PEMEX<sup>(26)</sup>**

Aprovechar racionalmente los hidrocarburos y sus componentes para contribuir al desarrollo sustentable del país.

### **2.1.3- PEMEX REFINACIÓN<sup>(27)</sup>**

Las funciones básicas de PEMEX Refinación son los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. La Subdirección Comercial de PEMEX Refinación realiza la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las estaciones de servicio integrantes de la franquicia PEMEX para atender el mercado al menudeo de combustibles automotrices.

### **2.1.4- REGULACIÓN AMBIENTAL DE PEMEX<sup>(25,26,27)</sup>**

Petróleos Mexicanos está sujeto a la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y a la regulación derivada de ésta, así como a varias normas técnicas de medio ambiente emitidas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, que es la Secretaría encargada de supervisar y regular asuntos ambientales relacionados con Petróleos Mexicanos. Las Secretarías de Salud, de Comunicaciones y Transportes, de Marina y de Energía asisten a la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales en sus funciones.

Además, Petróleos Mexicanos está sujeto a la legislación y regulaciones ambientales emitidas por los gobiernos de los estados donde tiene instalaciones.



La legislación ambiental y regulaciones en la materia requieren que Petróleos Mexicanos obtenga autorizaciones de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales antes de realizar cualquier actividad que pueda tener un efecto adverso en el medio ambiente. En particular, estas regulaciones ambientales se aplican a actividades químicas, petroquímicas, de refinación y extracción, así como a la construcción de ductos de gas natural. Previo a la autorización de un nuevo proyecto, la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales deberá contar con una evaluación del análisis del impacto ambiental y con cualquier otro tipo de información que requiera. Ésta Secretaría está facultada para autorizar o rechazar dicha actividad.

Las regulaciones ambientales que se aplican a la industria mexicana generalmente también se aplican a Petróleos Mexicanos. Estas regulaciones especifican niveles permisibles de emisiones, desagües de agua y de sustancias peligrosas, así como los niveles límites de contaminación atmosférica, entre otros. Asimismo, estas regulaciones establecen procedimientos para medir los niveles de contaminación. México anualmente revisa y actualiza sus regulaciones ambientales y Petróleos Mexicanos participa con el Gobierno Mexicano en el desarrollo de regulaciones ambientales relacionadas con sus actividades.

En abril de 1997 la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales emitió regulaciones para los procedimientos de obtención de la Licencia Ambiental, para que, con su observancia y mediante un solo trámite administrativo, las nuevas instalaciones industriales puedan cumplir con todos los requerimientos ambientales aplicables.

Las autoridades federales y estatales deben inspeccionar cualquier instalación para verificar la observancia de la legislación y regulaciones ambientales, tanto a nivel federal como estatal. Violaciones o el incumplimiento de las mismas puede resultar en la aplicación de multas substanciales, cierre temporal o permanente de las instalaciones, requerimientos de gastos de capital para minimizar el efecto ambiental de las operaciones, limpia de tierra y agua contaminadas, cancelación de concesiones



o revocación de autorizaciones para llevar a cabo ciertas actividades y, en algunos casos, persecución penal de quien resulte responsable.

Con respecto al monitoreo interno realizado por Petróleos Mexicanos, se considera que este Organismo cumple substancialmente con la legislación federal y estatal vigente, en la manera en que ésta se ha venido interpretando. Petróleos Mexicanos mantiene una estructura organizacional que permite implementar y monitorear sus programas ambientales. Los Organismos Subsidiarios por su parte, cuentan con oficinas especializadas, dependiendo de la región donde estén ubicadas, que les permite implementar, de acuerdo a sus necesidades, programas y auditorías ambientales de sus instalaciones y áreas circundantes, con base en los estándares de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales. Cuando estas auditorías muestren deficiencias, los Organismos Subsidiarios tomarán las medidas pertinentes.

## 2.2- ANÁLISIS DE RIESGOS<sup>(1,7)</sup>

El análisis de riesgos es una metodología que se aplica de manera sistemática y organizada para identificar las debilidades asociadas al diseño u operación del equipo y/o proceso, por medio de la aplicación de una serie de técnicas que identifican escenarios de riesgos que podrían conducir a consecuencias indeseables como daños a un sistema, a las personas, al medio ambiente o a la propiedad de la industria; y determinan las medidas para controlar esos riesgos y eliminar o en su defecto, mitigar sus consecuencias.

Por ello es necesario que la identificación de los riesgos se realice al ciclo de vida de una planta como son las etapas de: concepción del proyecto, investigación y desarrollo, diseño, construcción de la planta, puesta en marcha, operación, modificaciones en el proceso, paros periódicos y finalmente en el desmantelamiento.



Los resultados obtenidos del análisis de riesgos se utilizan para la toma de decisiones (en gerencia o en administración de riesgos), ya sea, mediante la jerarquización de las estrategias de reducción de riesgos de acuerdo a su gravedad, o mediante la comparación con los niveles de riesgos fijados como objetivos (intenciones de diseño) en una determinada actividad.

### 2.2.1- RIESGO Y PELIGRO<sup>(5,6,19)</sup>

La palabra riesgo suele utilizarse para indicar la posibilidad de sufrir pérdidas, o como una medida de pérdida económica o daño a las personas, expresada en función de la probabilidad del suceso y la magnitud de las consecuencias. Corresponde en inglés al término Risk.

El riesgo está siempre asociado a la factibilidad de que ocurra un evento no deseado. Debe entenderse que el peligro es una propiedad intrínseca de una situación (persona u objeto) y que no puede controlarse o reducirse. A diferencia de este, el riesgo siempre puede ser controlado, actuando ya sea en la frecuencia de ocurrencia, en las consecuencias o en ambas. El riesgo se puede expresar como una función de esos factores:

$$R = f(f,C)$$

**Siendo:**

R = riesgo.

f = frecuencia de ocurrencia.

C = consecuencias (pérdidas y/o daños).

La identificación, evaluación y jerarquización de los objetos de riesgo harán más visibles los peligros y así, más efectiva la protección a las personas, las propiedades y al medio ambiente. Hay dos aspectos sobre el significado del término "riesgo":



- Ⓢ La probabilidad de que ocurra un accidente en cierto tiempo.
- Ⓢ Las consecuencias sufridas en el ambiente, las personas y propiedades.

Un riesgo no se puede medir exactamente con precisión, pero sí puede ser estimado con suficiente aproximación. A partir de la definición de riesgo, se establecen dos tipos principales de riesgo:

- A) El riesgo de seguridad que consiste en determinar la probabilidad de que se produzca un riesgo mecánico, eléctrico o químico (incendio, explosión, liberación de una sustancia tóxica) y que estos, puedan afectar a una persona que se encuentre en el área de peligro.
- B) El riesgo económico que consiste en determinar la probabilidad de que se produzca una interrupción del servicio y sus consecuencias económicas, sociales y ambientales.

Las consecuencias catastróficas se pueden traducir en las pérdidas económicas las cuales incluyen los costos por:

- Ⓢ Restauración del medio ambiente.
- Ⓢ Daños a la propiedad.
- Ⓢ Pérdida de prestigio o imagen pública.
- Ⓢ Pérdida de utilidades ocasionada por la suspensión del transporte.
- Ⓢ Pérdidas de producto.
- Ⓢ Responsabilidad jurídica por pérdidas humanas o daño ambiental.

La palabra peligro (hazard) se utiliza para designar una condición física o química que puede causar daños a las personas, el medio ambiente o la propiedad.





Con frecuencia se habla de que existe un peligro elevado, cuando en la realidad se quiere decir que el nivel de riesgo es alto.

### **2.2.2- ACCIDENTE<sup>(20)</sup>**

Un accidente es cualquier acontecimiento que implica una desviación intolerable sobre las condiciones de diseño de un sistema. Específicamente cualquier suceso, tal como una emisión, fuga, vertido, incendio o explosión, que sea consecuencia de un desarrollo controlado de una actividad industrial, que pueda causar una situación de grave riesgo, catástrofe o calamidad pública, inmediata o diferida, para las personas, el medio ambiente y los bienes, ya sea en el interior o en el exterior de las instalaciones, y que estén implicadas unas o varias sustancias peligrosas.

El que la lesión se produzca con ocasión o a consecuencia del trabajo, se entiende de forma amplia y no hace falta que su causa sea laboral en sentido estricto, englobando las que se produzcan durante actividades marginales también relacionadas con el trabajo, como cursos de perfeccionamiento promocionados por la empresa. Dentro de esta categoría laboral se tipifica el de accidente in itinere, cuando el trabajador lo sufre al ir o al volver del centro de trabajo. La importancia de calificar como laboral un accidente reside en el tratamiento privilegiado que reciben éstos en el marco de la Seguridad Social, fundamentado en la necesidad de protección de los riesgos del trabajo y en la compensación para quienes soportan consecuencias negativas para su salud.

#### **2.2.2.1- ACCIDENTES QUÍMICOS<sup>(20)</sup>**

Existen varias maneras de clasificar los accidentes químicos, ninguna es completa o mutuamente excluyente. La clasificación podría basarse en: las sustancias químicas involucradas, la cantidad, la forma física, dónde y cómo ocurrió la fuga, las fuentes de liberación, la extensión del área contaminada, el número de personas



expuestas, las vías de exposición y las consecuencias en la salud relacionadas con la exposición. Las sustancias involucradas en un accidente pueden agruparse de acuerdo:

- Ⓢ Sustancias peligrosas: por ejemplo explosivas, líquidos o sólidos inflamables, agentes oxidantes, sustancias tóxicas o corrosivas.
- Ⓢ Aditivos, contaminantes y adulterantes: por ejemplo en el agua potable, bebidas o alimentos, medicamentos y bienes de consumo.
- Ⓢ Productos radioactivos: que no son considerados en esta presentación.

La cantidad de la sustancia química liberada y sus propiedades tóxicas deberían también ser consideradas.

### 2.2.3- CÓDIGOS Y NORMAS DE SEGURIDAD<sup>(7,17,19)</sup>

Las reglamentaciones internacionales y nacionales proporcionan el ímpetu para los esfuerzos industriales por poner programas de administración de seguridad, incluyendo programas administrativos, evaluación de los peligros y análisis de riesgos, programas de control efectivo y verificación rutinaria.

Puestos en marcha, estos elementos pueden reducir en mayor grado la probabilidad de que más de un sistema de seguridad en un proceso falle al mismo tiempo. La experiencia histórica ha demostrado que los accidentes importantes casi siempre están asociados con la falla de al menos dos sistemas de seguridad o respaldo.

Los códigos y normas de seguridad (o estándares) son los estatutos que dictan el procedimiento para efectuar la técnica de análisis para la evaluación de una planta de determinando proceso, las cuales se basan en normas internacionales, nacionales, locales y estándares complementados con la experiencia, con el fin de dar los



lineamientos para el diseño, fabricación, distribución, instalación, operación y desmantelamiento de la planta; esto mediante el apoyo de los manuales de operación. Entre los códigos mas importantes a nivel internacional, se encuentran:

**Tabla 1.- Códigos y Normas Internacionales.**

Códigos y Normas	Ejemplos
OSHA (Occupational Safety and Health Administration)	<b>PSM 29 CFR 1910-119</b> Regula la administración de la seguridad de los procesos (Process Safety Management) químicos altamente peligrosos.
EPA (Environmental Protection Agency)	<b>RMP 40 CFR 68</b> Lista de las cantidades límite de sustancias químicas.
API (American Petroleum Institute)	<b>API 750</b> Administración de Procesos Peligrosos (Management of Process Hazards). <b>API 2001</b> Protección contra incendios en refinerías (Fire Protection in Refineries).
ASME (American Society of Mechanical Engineers)	<b>Código ASME para calentadores y recipientes a presión</b> (Boiler and Pressure Vessel Code). <b>Código ASME para tuberías</b> (Code for Pressure Piping).
NFPA (National Fire Protection Association)	<b>NFPA 30</b> Código para líquidos inflamables y combustibles (Flammable and Combustible Liquids Code). <b>NFPA 49</b> Datos de sustancias químicas peligrosas (Hazardous Chemical Data).
ISO (International Organization for Standardization)	<b>ISO 9001</b> Sistemas de Calidad, Modelo para el aseguramiento de calidad en Diseño, Desarrollo, Producción, Instalación y Servicio. <b>ISO 9003</b> Modelo para el Aseguramiento de la Calidad en Inspección y Pruebas Finales



Entre los códigos y normas nacionales, se encuentran:

**Tabla 2.-** Códigos y Normas Oficiales Mexicanas.

<b>Códigos y Normas</b>	<b>Ejemplos</b>
<b>LGEEPA</b> (Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente)	Su función es la formulación y conducción de la política ambiental y la expedición de normas oficiales mexicanas y demás instrumentos previstos en esta Ley
<b>NOM</b> (Normas Oficiales Mexicanas)	<b>NOM-018-STPS-2000</b> Se refiere a la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo. <b>NOM-100-STPS-1994</b> Se refiere a la seguridad en extintores contra incendios a base de polvo químico seco. <b>NOM-086-ECOL-1994</b> Que indica que se debe regular la calidad de los combustibles para el servicio automotriz, doméstico e industrial. <b>NOM-026-STPS-1998</b> Identificación de riesgos por fluidos conducidos por tubería. <b>NOM-114-STPS-1994</b> Sistema para la identificación y comunicación de riesgos por sustancias químicas en los centros de trabajo.



### 2.2.3.1- ANÁLISIS HISTÓRICO DE ACCIDENTES<sup>(3,19)</sup>

Este análisis se basa en los datos recopilados de la información obtenida por la experiencia en incidentes y accidentes industriales, ya que de estos se identifican los peligros concretos e inminentes de eventos reales pasados; las fuentes pueden ser datos propios de la compañía, prensa, entrevistas a testigos o informes de investigación, bibliografía especializada, informes de peritajes, bancos de datos de accidentes tales como:

- Ⓢ CHAFINC, Chemical Accidents, Failure Incidents and Chemical Hazards Databank.
- Ⓢ CHI, Chemical Hazards in Industry.
- Ⓢ HARIS, Hazard and Reliability Information System.
- Ⓢ MIDAS, Major Hazard Incident Data Service.
- Ⓢ NIOSH, Occupational Safety and Health.
- Ⓢ SONATA, Summary of Notable Accidents in Technical Activities.
- Ⓢ WOAD, Worldwide Offshore Accident Databank.
- Ⓢ MARS, Major Accident Reporting System.

El investigador debe tener un criterio, para discernir entre las condiciones que se dan entre las diferentes versiones de accidentes en el área analizada. Generalmente, la teoría que requiere menos suposiciones es la correcta.

El informe de este análisis debe contener:

- Ⓢ Circunstancias y consecuencias de los hechos.
- Ⓢ Información recopilada de los accidentes.
- Ⓢ Conclusiones y recomendaciones para prevenir y corregir los accidentes futuros.



Este tipo de análisis se aplica en lugares susceptibles a riesgos y es útil como una aproximación cuantitativa.

### 2.2.3.2- ACCIDENTES EN LA INDUSTRIA<sup>(17,19)</sup>

Cubatao (Brasil), 25 de febrero de 1974. Un oleoducto sufre daños. La gasolina que se escapa se evapora y se inflama, dando origen a una gran esfera de fuego. Al menos se reportaron 500 muertes.

Flixborough (Reino Unido), 1 de junio de 1974. En una planta de Nypro una rotura de una tubería provoca la descarga de unas 80 toneladas de ciclohexano líquido caliente. La nube resultante da origen a una explosión de gran poder destructivo. Se tuvieron 28 muertos y cientos de heridos. Destrucción completa de las instalaciones.

Seveso (Italia), 9 de julio de 1976. En una planta de Icmesa (Hoffmann la Roche), una reacción química fuera de control provoca el venteo de un reactor, liberándose unas dos toneladas de producto químico a la atmósfera. Entre estos había de 0.5 a 5 kg de dioxina (TCDD), cuya dosis letal para una persona de sensibilidad promedio es inferior a 0.1 mg. Fue preciso evacuar a más de 1,000 personas. No hubo muerte como consecuencia directa del accidente, pero la dioxina afectó a muchas personas (acne por cloro), se produjeron abortos espontáneos y contaminación del suelo.

San Juan Ixhuatepec (Estado de México), 19 de noviembre de 1984. Explosión de contenedores de LPG en una estación de almacenamiento de PEMEX. Las cifras oficiales reportaron 368 muertos, 800 heridos y 1 millón 500 mil personas evacuadas.

Bhopal (India), 17 de diciembre de 1984. Fuga de isocianato de metilo (MIC) en una industria de Unión Carbide. Aproximadamente se obtuvieron 1,500 muertos y



200,000 afectados. Actualmente mueren en promedio dos personas afectadas cada día.

Texas (U.S.A.), octubre de 1987. Fuga de ácido fluorhídrico (HF) en la refinería de Maratón oil, en en se liberaron a la atmósfera un total de 15,000 kg de HF y 17,900 kg de  $iC_4$  en forma de vapor. Se evacuó a la población aledaña.

Estos riesgos potenciales pueden reducirse incrementando el conocimiento y la experiencia de los operadores respecto de los procesos y sus riesgos y haciendo más eficiente la operación con mejores prácticas de ingeniería, a la vez que avanza la tecnología del control. Los riesgos de proceso deben ser identificados, evaluados y comunicados mediante técnicas adecuadas de análisis de riesgos y de comunicación de los mismos.

#### **2.2.4- CONTROLES ADMINISTRATIVOS<sup>(15,17)</sup>**

Los controles administrativos son los que la administración establece acciones como la revisión, modificación, actualización o elaboración de procedimientos, programas o normas, la capacitación del personal de todos los niveles, la adquisición y provisión de equipo o herramientas adecuadas a los trabajadores para evitar lesiones, la disminución de tiempos de exposición a sustancias tóxicas, ruido, radiación térmica, etc. Los controles de ingeniería se establecen con la aplicación de la tecnología y de las mejores prácticas de manufactura como, la sustitución de materiales peligrosos por materiales menos peligrosos, las modificaciones de los procesos (cambio de equipo o maquinaria, cambio en las condiciones de operación, etc.), el aislamiento o confinamiento de los procesos, la ventilación, la extracción, el mantenimiento predictivo y preventivo (por ejemplo, lubricación y análisis de vibraciones), el orden y la limpieza, la eliminación de desechos, etc. La falta de controles administrativos aumenta la posibilidad de error humano, por falta de



conocimiento, y de fallas mecánicas, por falta de programas de mantenimiento (predictivo, preventivo y proactivo) adecuados o por falta de control.

La falta de controles de ingeniería aumenta la posibilidad de daños a la salud y a la integridad física del personal, al medio ambiente y a la propiedad; estos daños pueden ser ocasionados por las siguientes causas: emisión de contaminantes, condiciones inseguras, fallas mecánicas debidas al pobre mantenimiento de los sistemas de tubería y los equipos de proceso, descontrol en los límites de operación y seguros o porque no se aplica o se aplica incorrectamente el procedimiento de administración de cambios. Poco se ha avanzado en la integración de los controles administrativos en una análisis de riesgos de proceso, algunas compañías ya han empezado a aplicar la técnica HazOp en los procedimientos de operación, sin embargo, falta mucho por hacer en este rubro. Actualmente, se requiere de estudios de riesgos integrales que tomen en cuenta tanto los controles administrativos como los de ingeniería, es decir, que tome en cuenta la calidad, la seguridad y el medio ambiente.

## 2.2.5- FACTORES HUMANOS<sup>(14,16,18)</sup>

La EPA (Environmental Protection Agency) y la OSHA (Occupational Safety and Health Administration) han realizado investigaciones sobre las principales causas de los accidentes ocurridos en los Estados Unidos de América. La AIA (American Insurance Association) reportó los resultados del análisis de 465 explosiones e incendios que ocurrieron en la industria química, entre 1960 y 1977. En México contamos con códigos y normas como LGEEPA (Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente) y NOM (Normas Oficiales Mexicanas). De acuerdo a estas investigaciones, las principales causas de los accidentes investigados se debieron a fallas de equipo seguidas por fallas humanas u operacionales. Las principales causas de los accidentes ocurridos son las siguientes:





#### Fallas operacionales:

- Ⓢ Desproporcionada atención a la producción.
- Ⓢ Condiciones o procedimientos inseguros.
- Ⓢ Administración inadecuada de riesgos.
- Ⓢ Planeación inadecuada.
- Ⓢ Personal mal adiestrado.
- Ⓢ Descripciones no detalladas y procedimientos inoperantes.
- Ⓢ Procedimientos de paro y arranque inadecuados.
- Ⓢ Falta de planes de control de emergencias y adiestramiento.
- Ⓢ Programa de adiestramiento inadecuados.

#### Fallas de equipo:

- Ⓢ Equipo viejo y mantenimiento inadecuado.
- Ⓢ Prácticas de ingeniería inseguras.
- Ⓢ Procesos que exceden sus límites de diseño.
- Ⓢ Programas de re-emplazamiento y reparación inadecuados.
- Ⓢ Falta de instrumentación confiable.

Además se encontró que del 80 al 90% de estas causas se debe a fallas en los sistemas de administración y solo del 10 al 20% se debe a fallas humanas, que ocurren directamente en la operación o en cualquier otra actividad, y a fallas de equipo, que tiene lugar a pesar de su buen funcionamiento y uso. Adecuadamente, en la mayoría de los casos, la técnica HazOp se aplica con un enfoque hacia este último problema (del 10 al 20% de las causas de accidentes), es decir con un enfoque correctivo. Un menor porcentaje de estos accidentes involucra el uso de herramientas y materiales inadecuados, problemas en los procesos químicos, materiales peligrosos, errores de diseño, riesgos naturales y sabotaje. Las fallas humanas u operacionales se deben a múltiples factores que deben de tomarse en cuenta en un análisis HazOp.



Entre estos factores podemos mencionar: falta de capacitación o de conocimiento, procedimientos confusos o inadecuados, carga de trabajo (fatiga), falta de motivación y de una cultura de seguridad, falta de programas de comunicación de riesgos adecuados, problemas laborales, económicos o familiares, problemas ergonómicos, falta de programas adecuados de detección de riesgos (actos y condiciones inseguras), inadecuada asignación de tareas, herramientas inadecuadas de trabajo, presiones de la administración, falta de refacciones, falta de programas adecuados de compras (se le da más importancia al costo y no a la calidad), etc. Estos factores pueden incluirse en un análisis HazOp o en un análisis específico de confiabilidad humana.

### 2.3- TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RIESGOS<sup>(1,7,11,13)</sup>

El aporte de las diversas técnicas de análisis de riesgos radica en apoyar, con herramientas sistematizadas y especializadas de identificación y evaluación, la caracterización de los riesgos en las diferentes áreas del proceso. Las técnicas tienen aspectos comunes y diferenciados, por lo cual se pueden dividir en tres principales grupos:

- ☉ **Métodos comparativos:** se basan en la experiencia previa acumulada en un campo determinado de quienes llevan a cabo el análisis, bien como registro de accidentes previos o reunida en forma de códigos o listas de comprobación.
  
- 1. Códigos, estándares y normas (CeyN).
- 2. Lista de verificación, Check List (CL).
- 3. Análisis histórico de accidentes (AHA).
- 4. Revisiones de seguridad (RS).
- 5. Auditorias de seguridad (AS).



- ⊙ Métodos generalizados: se basan en esquemas de razonamiento lógico para identificar y evaluar en su totalidad, los riesgos presentes en un determinado proceso, tomando como base la relación causa y efecto.
  1. Análisis de peligros y operabilidad (HazOp).
  2. Análisis de modo de falla y efectos (FMEA).
  3. Análisis de árbol de fallas (FTA).
  4. Análisis de árbol de sucesos (ETA).
  5. Análisis ¿Que pasa si?, What - if (WI).
  6. Análisis de causa – efecto (ACE).
  7. Análisis de confiabilidad humana (ACH).
  8. Análisis de consecuencias (AC).
  
- ⊙ Los índices de riesgos se basan en jerarquizar los riesgos para asignar penalizaciones y bonificaciones según las características del proceso, y señalan áreas de mayor concentración de riesgo donde se requiere un análisis más profundo o medidas suplementarias de seguridad.
  1. Índice dow (ID).
  2. Índice Mond (IM).

La combinación de dichas técnicas proporciona mejores resultados en la identificación y evaluación de riesgos. Un criterio para seleccionar las técnicas a utilizar en las distintas etapas de un proyecto se describe en la tabla 3.

**Tabla 3.-** Técnicas de identificación y evaluación de riesgos.

<b>Etapa</b>	<b>CL</b>	<b>AHA</b>	<b>RS</b>	<b>AS</b>	<b>IR</b>	<b>HAZOP</b>	<b>FMEA</b>	<b>FTA</b>	<b>ETA</b>	<b>WI</b>	<b>ACE</b>	<b>ACH</b>	<b>AC</b>
Diseño conceptual	X				X					X			
ingeniería de detalle	X					X	X	X	X	X	X	X	X
Operación de planta piloto	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Construcción / pre-arranque/ arranque	X		X	X		X				X	X	X	
Operación de planta	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Modificación, cambio / expansión	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Investigación de incidentes		X				X	X	X	X	X	X	X	X
Desmantelamiento	X		X							X			



## **2.3.1- ANÁLISIS DE PELIGROS Y OPERABILIDAD (HAZOP)**

### **2.3.1.1- ORIGEN DEL ANÁLISIS HAZOP<sup>(1,7)</sup>**

En los años 70's se reconoció que los accidentes eran resultado de una cadena lógica de causas y circunstancias, que podían evitarse o por lo menos reducir su gravedad o frecuencia. Y además se observó que se incrementaba la complejidad de los procesos químicos tanto en la operación como en la automatización de los sistemas (el control y la instrumentación se estaban volviendo más automatizados y centralizados).

Los ingenieros de la Imperial Chemical Industries (ICI) en Gran Bretaña, desarrollaron una técnica de análisis que actualmente conocemos como HazOp, que es la forma abreviada de su nombre original en inglés Hazard Operability Analysis, el cual se identifica como Análisis de Peligros y Operabilidad.

La técnica fue desarrollada para identificar peligros y evaluar riesgos y problemas de operabilidad en una planta de proceso, evaluando línea por línea, equipo por equipo, de todo el proceso o sistema de interés, para identificar las consecuencias posibles de las desviaciones del diseño, en toda las unidades del proceso.

Esto fue a través de revisar minuciosamente la planta de proceso en una serie de reuniones durante las cuales un equipo multidisciplinario realizaba una "tormenta de ideas", sobre la intención de diseño de esta. La gran ventaja de este método es que genera muchas ideas como resultado de la interacción de las distintas experiencias de los técnicos que forman el equipo de análisis.

Debido a que el costo de las fallas de plantas y sistemas eran mayores en términos de lesiones o pérdidas de vidas, impacto ambiental, destrucción de propiedad e interrupción del flujo de afectivo, actualmente en algunos países, se hace obligatorio



dicho análisis HazOp, para demostrar que una planta puede operar de manera segura y que se han instalado salvaguardas adecuadas contra eventos o circunstancias pronosticados.

### **2.3.1.2- PROPÓSITO<sup>(6)</sup>**

Son dos los propósitos del análisis de peligros y operabilidad HazOp:

- ⊙ Identificar riesgos y determinar su nivel, así como también establecer las medidas para controlar los riesgos aceptados y reducir el nivel de aquellos que no lo son, con el fin de mejorar la operabilidad de la sección o unidad de proceso.
- ⊙ Lograr que el personal que participa en las sesiones HazOp, y que esta involucrado directamente en la operación de dicha sección o unidad de proceso, cambie su manera de pensar y actúe, en todo momento, con plena conciencia de los riesgos que implica la operación (fomento de una cultura de seguridad de los procesos).

### **2.3.1.3- OBJETIVOS<sup>(8)</sup>**

1. Mostrar una herramienta de análisis de riesgos que permite detectar fallas de equipo y fallas operacionales ocasionadas por fallas administrativas.
2. Integrar en un análisis de riesgos los controles administrativos y de ingeniería.
3. Mejorar la operabilidad y confiabilidad de los equipos de proceso.

Las técnicas HazOp es una herramienta sistemática usada por un equipo multidisciplinario para llevar a cabo un estudio de riesgos y operabilidad en una planta química, petroquímica o de refinación, en los niveles administrativo y operacional, la



cual utiliza una serie de palabras guía que se aplican a cada parámetro seleccionado para determinar, mediante la discusión propositiva y la generación de ideas:

- Ⓢ Las desviaciones de los parámetros de operación y de un paso del procedimiento o programa.
- Ⓢ Las causas que las propician y sus consecuencias.
- Ⓢ Los sistemas de protección o mitigación, que reducen la frecuencia de dichas causas y la gravedad de sus consecuencias.
- Ⓢ Los índices de riesgos, los cuales se obtienen combinando las frecuencias / probabilidades y la gravedad.
- Ⓢ Las recomendaciones para eliminar, reducir o controlar los riesgos encontrados y las acciones para resolverlas.

### 2.3.1.4- CARACTERÍSTICAS<sup>(11,18)</sup>

Dos características fundamentales tiene el HazOp, que lo distinguen de las demás técnicas y lo hacen más completo en cuanto a su metodología (sistemático) y en cuanto a la base de la información que lo determina (multidisciplinario).

- Ⓢ **Carácter sistemático:** el análisis está basado en la aplicación de una serie de palabras guía a cada parámetro del proceso en estudio, las cuales facilitan la identificación de desviaciones mediante un razonamiento ordenado. Cada vez que una desviación razonable es identificada, se analiza sus causas, consecuencias, salvaguardas y posibles acciones correctivas.
- Ⓢ **Carácter multidisciplinario:** el análisis HazOp es aplicado por un equipo, que debe de estar formado por personas de distinta experiencia y formación. Los miembros del equipo exponen las desviaciones, causas, consecuencias y soluciones que se les ocurren, aunque a primera vista parezcan poco razonables o imposibles.



### 2.3.1.5- PREVIOS AL HAZOP<sup>(6,8,25)</sup>

El éxito o fracaso del HazOp depende entre otros factores de la información disponible (diagramas de tubería e instrumentación y de flujo de proceso, datos de planta, manuales de operación, etc.); también depende en gran medida, del interés y participación de cada uno de los integrantes del grupo multidisciplinario, y de su habilidad para realizar todos y cada uno de los puntos de la metodología del análisis de riesgo, así como de los planes de trabajo del mismo equipo multidisciplinario, que se resume en los siguientes pasos:

- Ⓢ Obtener un conocimiento detallado del proceso a analizar a través de la actualización y verificación en el campo de DFP's y DTI's, utilizando la información disponible en los archivos.
- Ⓢ Revisar los registros históricos de incidentes o accidentes así como también los registros de calibración, prueba de líneas y válvulas de relevo (PSV's).
- Ⓢ Conocer y tener a la mano los procedimientos normativos internos, la normatividad local y nacional, y estándares internacionales. Revisar los manuales de operación y mantenimiento, la información del control automático existente, los programas de capacitación y adiestramiento y los planes de emergencia. Toda esta formación deberá realizarse de acuerdo a las normas y estándares que aplican, con el fin de establecer recomendaciones específicas durante y al final del estudio, evitando generalidades.
- Ⓢ Establecer las reglas de trabajo: Puntualidad, participación activa y positiva, evitar las discusiones innecesarias y concentración en el estudio para la generación de ideas.
- Ⓢ Formar el acta constitutiva del grupo multidisciplinario que asistirá a las sesiones de análisis.





### 2.3.1.5.1- NODOS<sup>(3,6)</sup>

Los nodos o puntos claramente localizados en el proceso, pueden ser: tubería de alimentación de una materia prima un reactor aguas arriba de una válvula reductora, impulsión de una bomba, superficie de un depósito, etc. Cada nodo será enumerado correlativamente dentro de cada subsistema y en el sentido de proceso para mayor comodidad. La técnica HazOp se aplica a cada uno de estos puntos. Cada nodo vendrá caracterizado por unos valores determinados de las variables de proceso: presión, temperatura, caudal, nivel, composición, viscosidad, estado, etc.

Los criterios para seleccionar los nodos tomarán básicamente en consideración los puntos del proceso en los cuales se produzca una variación significativa de alguna de las variables de proceso.

Es conveniente, a efectos de la reproducibilidad de los estudios reflejar en unos esquemas simplificados (o en los propios diagramas de tuberías e instrumentación), los subsistemas considerados y la posición exacta de cada nodo y su numeración en cada subsistema.

Es de notar que por su amplio uso la técnica tiene variantes en cuanto a su utilización que se consideran igualmente válidas. Entre estas destacan, por ejemplo, la sustitución del concepto de nodo por el de tramo de tubería o la identificación nodo-equipo.

### 2.3.1.5.2- DESVIACIONES A ESTUDIAR<sup>(3,8)</sup>

Para cada nodo se planteará de forma sistemática las desviaciones de las variables de proceso aplicando a cada variable una palabra guía.



El HazOp puede consistir en una aplicación exhaustiva de todas las combinaciones posibles entre palabra guía y variable de proceso, descartándose durante la sesión las desviaciones que no tengan sentido para un nodo determinado. Alternativamente, se puede fijar a priori en una fase previa de preparación del HazOp la lista de las desviaciones esenciales a estudiar en cada nodo.

**Palabras guía:** Se usan para enfocar la atención del equipo HazOp sobre las desviaciones y causas posibles, palabra que en conjunto con los parámetros sugieren desviaciones posibles o problemas potenciales. Por ejemplo: no, mas y/o menos, además de, parte de, inversión, en vez de, otro que, también como.

**Parámetro:** Enfocan la atención sobre un aspecto particular de la intención de diseño o parámetro o condición de un proceso asociado, como: flujo, presión, separación, reacción, corrosión, temperatura, nivel, composición, mezcla, viscosidad, etc. O palabras de aspecto operacional como: arranque, paro, mantenimiento, inspección, drenar, purgar, venteo, etc.

Otros conceptos que son aplicados en el análisis HazOp se enlistan a continuación:

**Intención:** Modo normal de operación en ausencia de desviaciones.

**Desviación:** Cualquier falla que altera la intención de diseño.

**Causa:** Razón por la cual se produce la desviación.

**Consecuencia:** Las que se originan debido al efecto de la desviación.

**Protecciones:** Dispositivos que previenen la causa o protegen contra las consecuencias.

**Recomendaciones:** Consideran si las consecuencias y protecciones son adecuadas o no, y cuando una causa resulta tener una consecuencia negativa, se debe decidir si se toma o no la recomendación.



### 2.3.1.5.3- PALABRAS GUÍA<sup>(3)</sup>

Algunas de las palabras guía utilizadas en el análisis HazOp se describen a continuación:

Tabla 4.- Significado de las palabras guías.

PALABRA GUÍA	SIGNIFICADO Y COMENTARIOS
No	La completa negación de la intención del diseño. Ninguna parte de la intención se logra. Ejemplo: no hay flujo en la línea, el paso en el procedimiento no se lleva a cabo, etc.
Más / Menos	Aumentos o disminuciones cuantitativas sobre la intención de diseño. Se refiere a cantidades y propiedades físicas relevantes tales como: Flujo, temperatura, calor, reacción. Ejemplo: más temperatura, mayor velocidad de reacción, mayor viscosidad, menos tiempo (como purgar un recipiente en cinco minutos cuando el procedimiento dice que debe hacerse en diez minutos, por lo que el paso se lleva a cabo en menos tiempo).
Además de / también como	Aumento cualitativo. Se consiguen las intenciones de diseño y ocurre algo más. Ejemplo: el vapor consigue calentar el reactor, pero además provoca un aumento de temperatura en otros elementos, se llena otro recipiente a la vez, etc.
Parte de	Disminución cualitativa. Solo parte de la intención se logra. Ejemplo: la composición del sistema es diferente de la prevista, se cierra solo una válvula de bloqueo cuando el procedimiento dice cerrar las dos válvulas de bloqueo, etc.
Inverso	Se obtiene el efecto contrario al deseado. Ejemplo: el flujo transcurre en sentido inverso, tiene lugar la reacción inversa, veneno en lugar de antídoto, etc.
En vez de / Otro que	No se obtiene el efecto deseado. En su lugar ocurre algo completamente distinto. Ejemplo: cambio de catalizador, falla en el modo de operación de una unidad, palabra imprevista, etc.



### 2.3.1.6- METODOLOGÍA DEL HAZOP<sup>(7,25)</sup>

A continuación se enlista los pasos a seguir para la aplicación de la metodología HazOp:

1. Delimitar un nodo dentro del circuito que se ha seleccionado para el estudio HazOp y explicar sus intenciones de diseño.
2. Seleccionar los parámetros importantes del proceso con una palabra guía.
3. Identificar las posibles desviaciones con la combinación de los parámetros y palabras guía.
4. Identificar la causa que afecta la intención de diseño y determinar su frecuencia.
5. Identificar las consecuencias sin protecciones y determinar su gravedad.
6. Listar todas las protecciones existentes del nodo.
7. Determinar el índice de riesgo sin protecciones y con protecciones usando la matriz de índice de riesgo.
8. Verificar, evaluar y decidir si se acepta o no se acepta el riesgo.
9. Sugerir recomendaciones y enlistarlas para asignarle una clase para jerarquizarlas, con la matriz de clase de riesgo para reducir la frecuencia de las causas y/o la gravedad de las consecuencias.
10. Elaborar un plan de trabajo basándose en la lista de recomendaciones para efectuar las medidas correctivas para mitigar el riesgo.

La selección del área de la planta debe hacerse con base en los siguientes puntos:

- ⊙ Nivel de peligrosidad de una unidad, sección o circuito del proceso.
- ⊙ Tipo y cantidad de material procesado, almacenado o transportado.
- ⊙ Registro de incidentes o accidentes ocurridos.
- ⊙ Modificaciones y/o cambios realizados al proceso y/o equipo.



Después se hacer un análisis HazOp:

- ⊙ Se debe realizar una evaluación cuantitativa de los riesgos potenciales encontrados, mediante un análisis de árbol de fallas (FTA) o eventos (ETA).
- ⊙ Una evaluación de los efectos y un análisis de vulnerabilidad.

### **2.3.2- ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS (AC)<sup>(2,4,5)</sup>**

El análisis de consecuencias (AC) es una técnica que sirve para identificar las posibles formas de progresión de eventos que involucren sustancias peligrosas y así poder cuantificar tanto la magnitud como el alcance de sus efectos sobre las personas, el equipo y el ambiente. Los efectos evaluados son de aquellos que se derivan de la toxicidad de las sustancias, de los problemas de sobrepresión y de los altos niveles de radiación térmica producidos por la combustión de materiales inflamables.

Un AC se puede desarrollar a través de siete etapas:

1. La selección de los eventos indeseables que se deben analizar.
2. La especialización de los escenarios.
3. La determinación de la mecánica de liberación o de la exposición del material tóxico, inflamable o explosivo.
4. La determinación de la dispersión del material.
5. La cuantificación de las consecuencias sobre el entorno.
6. La formulación de las recomendaciones.
7. La documentación del análisis de consecuencias.

Hay que tener en cuenta que en un accidente pueden encontrarse simultáneamente los efectos de incendio, explosión, etc., así mismo, pueden ocurrir una serie de accidentes en cadena (efecto domino). Las magnitudes de las consecuencias de un determinado accidente dependerá de una serie de factores



(inventario, energía contenida en el sistema, tiempo que dura el accidente, grado de exposición) que deberán ser contemplados en el análisis de riesgos.

Mediante modelos de cálculo podemos evaluar las consecuencias de los siguientes escenarios accidentales:

A. Escenarios que determinan fenómenos peligrosos de tipo térmico:

1. Incendio de charro (POOL FIRE) Cuando un líquido inflamable se fuga de un tanque de almacenamiento o una tubería, se forma una alberca o charco. Al estar formándose el charco, parte del líquido se comienza a evaporar siempre y cuando los vapores se encuentran sobre su límite inferior de inflamabilidad y con una fuente de ignición se forma un incendio del charco, mientras se encuentran los vapores.
2. Llamada (FLASH FIRE) Cuando un material volátil e inflamable es descargado a la atmósfera, se forma una nube de vapor y se dispersa. Si el vapor resultante se encuentra con una fuente de ignición antes de que la dilución de la nube sea menor al límite inferior de inflamabilidad, ocurre el flash fire. Las consecuencias primarias de un flash fire son las radiaciones térmicas generadas durante el proceso de combustión, este proceso tiene una corta duración y los daños son de baja intensidad
3. Dardo de fuego (JET FIRE) Si un gas licuado o comprimido es descargado de un tanque de almacenamiento o una tubería, el material descargado a través de un orificio o ruptura formará una descarga a presión del tipo charro "Gas Jet", que entra y se mezcla con el aire del medio ambiente. Si el material entrara en contacto con una fuente de ignición, entonces ocurre un Jet fire.
4. Bola de fuego (FIREBALL) El evento de fireball o bola de fuego resulta de la ignición de una mezcla líquido / vapor flamable y sobrecalentada que es descargada a la atmósfera. El evento de fireball ocurre frecuentemente



seguido a una explosión de vapores en expansión de un líquido en ebullición "BLEVE".

B. Escenarios que determinan fenómenos peligrosos de tipo mecánico:

1. Explosión de nube inflamable no confinada (UVCE) Una explosión es una descarga de energía que causa un cambio transitorio en la densidad, presión y velocidad del aire alrededor del punto de descarga de energía. Existen explosiones físicas, que son aquellas que se originan de un fenómeno estrictamente físico como una ruptura de un tanque presurizado o una BLEVE. El otro tipo de explosiones es la química, son las que tienen su origen en una reacción química como la combustión de un gas inflamable en el aire.
2. Explosión confinada de vapor (VCE) Explosión por una Nube de Vapor "VCE", puede definirse simplemente como una explosión que ocurre en el aire y causa daños de sobrepresión. Comienza con una descarga de una gran cantidad de líquido o gas vaporizado de un tanque o tubería y se dispersa en la atmósfera, de toda la masa de gas que se dispersa sólo una parte de esta se encuentra dentro de los límites superior e inferior de explosividad, y esa masa es la que después de encontrar una fuente de ignición genera sobrepresiones por la explosión. Este evento se puede generar tanto en lugares confinados como en no confinados.
3. Explosión BLEVE Explosión de Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición "BLEVE", ocurre cuando en forma repentina se pierde el confinamiento de un recipiente que contiene un líquido sobrecalentado o un licuado a presión. La causa inicial de una BLEVE es usualmente un fuego externo impactando sobre las paredes del recipiente sobre el nivel del líquido, esto hace fallar el material y permite la repentina ruptura de las paredes del tanque. Una BLEVE puede ocurrir como resultado de cualquier mecanismo que ocasione la falla repentina de un recipiente y permita que el



líquido sobrecalentado llegue a su punto de evaporación súbita. Si el material líquido / vapor descargado es inflamable, la ignición de la mezcla puede resultar en un fireball.

C. Escenarios que determinan fenómenos peligrosos asociados a la concentración de sustancias emitida en el ambiente (de tipo térmico para sustancias inflamables y de tipo químico para sustancias tóxicas):

1. Chorro turbulento (JET).
2. Dispersión instantánea (bocanada).
3. Dispersión continua (emisión prolongada en el tiempo).
4. Dispersión transitoria (emisión limitada en el tiempo, a menudo variable).
5. Dispersión neutra o Gaussiana (dispersión de gases o vapores con densidad similar al aire).
6. Dispersión de gases pesados (la gravedad influencia de manera destacada la evolución de la nube en los primeros momentos).

**Nube tóxica.** En los casos en que una fuga de material tóxico no sea detectada y controlada a tiempo, se corre el riesgo de la formación de una nube de gas tóxica que se dispersará en dirección de los vientos dominantes, y su concentración variará en función inversa a la distancia que recorra. Los efectos tóxicos de exponerse a estos materiales dependen de la concentración del material en el aire y de su toxicidad.

Una vez conocidos los efectos de los accidentes (radiación, onda de presión, etc.) hay que establecer cuales serán las consecuencias sobre la población, las instalaciones y el medio ambiente. Las consecuencias sobre la población pueden tener características diversas que se pueden clasificar en:

- 1) Radiación térmica: quemaduras de diversa gravedad, por ejemplo el daño podría ser muerte por quemaduras.





2) Onda de choque:

a) Daños directos:

- ⊗ Rotura de tímpano.
- ⊗ Aplastamiento de la caja torácica.

b) Daños indirectos:

- ⊗ Por desplazamiento del cuerpo.
- ⊗ Por impacto de fragmentos contra el cuerpo.
- ⊗ Por heridas ocasionadas por astillas de vidrio.

3) Productos tóxicos: intoxicación de moderada a grave, por ejemplo el daño podría ser muerte por intoxicación.

Las consecuencias sobre el equipo pueden deducirse de valores tabulados (caso de las ondas de choque) o de determinados modelos semiempíricos (caso de la radiación térmica). Finalmente, las consecuencias sobre el entorno, que en algunos casos pueden aparecer a medio o largo plazo, hay que estimarlas con modelos de tipo más cuantitativo.

### 2.3.3- ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS<sup>(2,9,10)</sup>

Un árbol de fallas es un diagrama lógico – gráfico que describe la manera en que se puede combinar diferentes eventos para que ocurra un evento indeseado. Es una técnica usada para calcular la probabilidad de falla de un sistema, basado en la probabilidad de falla de sus componentes. Usa lógica inductiva, que es la: identificación de un evento principal o culminante (generalmente la falla de un sistema) y luego de las causas que pueden producir a dicho evento. Es aplicable a sistemas



formados por eventos que se pueden describir con lógica Booleana (el evento ocurre o no).

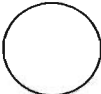

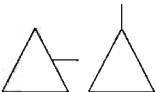
La construcción de un árbol de fallas provee al analista un mejor entendimiento de las fuentes potenciales de falla, por lo cual, es un medio para repensar el diseño y la operación de un sistema, y de esta forma, eliminar las causas potenciales de falla. Cuando el árbol de fallas esta completo, éste sirve para analizar qué combinación de fallas de componentes, errores operacionales u otras fallas pueden causar el evento tope. Finalmente el árbol de fallas se puede emplear para calcular la probabilidad de falla bajo demanda, la no – confiabilidad y la indisponibilidad del sistema en cuestión.

La estructura de un árbol de fallas es la siguiente: la falla o accidente que se quiere analizar aparece en el tope de un diagrama y se denomina evento culminante, este luego se vincula con otros eventos básicos (como en un árbol jerárquico) o con otros eventos de falla (el evento tope se va ramificando en eventos básicos) por medio de compuertas lógicas. Los pasos secuenciales para la elaboración de este análisis son los siguientes:

1. Definir el evento culminante.
2. Elaboración del árbol de fallas.
3. Optimización del árbol de fallas.
4. Cálculo de la probabilidad de ocurrencia del evento culminante.

La simbología usada para elaborar un árbol de fallas incluye la puerta de entrada "Y" que indica el producto de eventos y la "O" indica la suma de eventos, los eventos intermedios o de mando, eventos básicos o primarios (como diseño inadecuado o deterioro del equipo o línea durante el servicio) y los eventos que ya no se desarrollan más o secundarios (como falla de equipo o línea por agentes ajenos al sistema), y se ilustran en la tabla 5.

Tabla 5.- Simbología utilizada en el análisis por árbol de fallas.

SÍMBOLO	APLICACIÓN
	Sucesos intermedios: Resultan de la interacción de otros sucesos que a su vez se desarrollan mediante puertas lógicas.
	Sucesos básicos: Constituyen la base de la raíz del árbol. No se necesitan desarrollarse más.
	Sucesos no desarrollados. No son sucesos básicos, y podrían desarrollarse más, pero el desarrollo no se considera necesario, o no se dispone de la suficiente información.
	Puertas O: Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de uno o más sucesos de entrada para producir el suceso de salida.
	Puertas Y: Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de todos los sucesos de entrada para producir el suceso de salida.
	Transferencias: Se utilizan para continuar el desarrollo del árbol en otra parte (por ejemplo, en otra página, por falta de espacio).

### 2.3.3.1- CONSTRUCCIÓN DE UN ÁRBOL DE FALLAS<sup>(9,10)</sup>

El árbol de fallas se construye desde el evento culminante hacia abajo. Cuando el evento de entrada es la falla de un componente o equipo de un sistema se denomina "falla funcional" y se aceptan tres clases de eventos causantes, a través de una puerta "O", fallas primarias, fallas secundarias y fallas de mando.



**Fallas primarias:** Son aquellas que suceden cuando el componente es incapaz de realizar su función de diseño bajo condiciones normales de operación. Esto se debe a un diseño inadecuado, por defecto o deterioro durante su operación. Su símbolo es un círculo.

**Fallas secundarias:** Son las que ocurren por fuerzas ajenas al sistema por ejemplo, inundaciones, huracanes, tornados, terremotos, etc. Su símbolo es un rombo.

**Fallas de mando:** Ocurren cuando un componente o equipo falla debido a condiciones que rebasan los límites establecidos en la operación o de seguridad, por ejemplo falsas señales, cargas mecánicas, etc.

### 2.3.3.2- ESTIMACIÓN CUANTITATIVA DE RIESGOS UTILIZANDO EL ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS POR EL MÉTODO DE CONJUNTOS MÍNIMOS<sup>(9,10)</sup>

Un árbol de fallas es una representación lógica de las secuencias de acontecimientos que pueden llevar a un suceso arbitrariamente elegido como "evento culminante". Cuando todas las secuencias razonables se han identificado y el árbol está bien construido, el análisis FTA es posiblemente la herramienta más poderosa para la cuantificación de riesgos. El árbol de fallas consiste en varios niveles de sucesos, conectados por puertas Y o puertas O. Las citadas conexiones lógicas suelen representarse utilizando el álgebra de Boole. Las reglas utilizadas de más frecuente aplicación al análisis de árbol de fallas se muestran en la tabla 6.

**Tabla 6.-** Reglas Booleanas de uso frecuente en el análisis de árbol de fallas.

REGLA	FORMA MATEMÁTICA
Conmutativa:	$A*B = B*A$ $A+B=B+A$
Asociativa:	$A*(B*C)=(A*B)*C$ $A+(B+C)=(A+B)+C$
Distributiva:	$A*(B+C)=A*B+A*C$ $A+(B*C)=(A+B)*(A+C)$
Identidad	$A*A=A$ $A+A=A$
De la Absorción:	$A*(A+B)=A$ $A+(A*B)=A$

Un árbol de fallas siempre puede describirse con una expresión equivalente del álgebra de Boole. Una parte importante del análisis FTA es la identificación de las agrupaciones de sucesos que pueden dar origen al evento culminante. Estas agrupaciones se denominan conjuntos de separación (cut sets), los conjuntos de separación identificados pueden manipularse con el fin de simplificarlos, reduciéndolos a una serie equivalente con un número menor de conjuntos que se denominan conjuntos mínimos (minimal cut sets). Un conjunto mínimo es aquel que no contiene otros conjuntos.

Se emplea entonces para el cálculo del árbol de fallas la técnica conocida como análisis de conjuntos mínimos ( Minimal Cut Set Analysis) la cual consiste de una técnica matemática para manipular la estructura lógica del árbol de fallas e identificar así todas las combinaciones de eventos básicos los cuales inciden en el evento culminante, mediante el uso de las reglas del álgebra Booleana, así la estructura lógica del árbol de fallas original es matemática y lógicamente equivalente a la estructura original solo que con una estructura mínima de conjuntos. El proceso de transformación abarca cualquier evento singular que aparezca repetidamente (fallas de causa común) en varias ramas o niveles del árbol, para reducirlo al mínimo.



El procedimiento consiste en ordenar la estructura del árbol de fallas de forma que se pueda expresar en términos de ecuaciones algebraicas Booleanas, así el álgebra Booleana es usada para reducir las ecuaciones; la reducción implica la introducción de los elementos inmediatamente relacionados con el evento que se está describiendo en la ecuación algebraica, entonces, la ecuación final va a quedar en términos de eventos básicos que serán posteriormente reestructurados en un nuevo árbol (árbol reducido), solo que este es equivalente al primero matemáticamente.

Ya obtenido el árbol por medio de los conjuntos mínimos, se debe calcular la probabilidad de ocurrencia del evento culminante, las herramientas usadas para ello son las siguientes:

### **Teoría de Conjuntos.**

Compuerta "O"  $P(A) \text{ o } P(B) = P(A) + P(B) - P(A) * P(B)$

Compuerta "Y"  $P(A) \text{ y } P(B) = P(A) * P(B)$

### **Cálculo de la Probabilidad.**

$$P = 1 - e^{(-ft)}$$

Donde:

f = eventos / año

t = años



## 2.4- AGUAS AMARGAS<sup>(21,24)</sup>

Las aguas amargas son efluentes acuosos que provienen de los diferentes procesos de las plantas petroquímicas y de las refinerías de petróleo; principalmente son condensados que contienen sulfuros, generalmente como  $H_2S$ ,  $NH_3$ , mercaptanos, fenoles y pequeñas cantidades de ácidos orgánicos solubles en agua, bases nitrogenadas y cianuros.

Los principales amargamientos de las aguas provienen de tanques de reflujo de reformadores catalíticos, desintegración y unidades de destilación de crudo.

Las aguas amargas son altamente alcalinas y no muy ácidas, sin embargo, debido a la alta demanda de oxígeno, provocan el mal olor y la naturaleza tóxica, por tanto es necesario tratarlas al menos para una reducción parcial de estas características antes de darles tratamientos biológicos o descargarlas a los sistemas de efluentes de refinerías.

Los motivos principales para tratar las aguas amargas se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Para resolver problemas de contaminación.
2. Para volver a usar el agua en los procesos.
3. Para descargarlas en los sistemas urbanos.
4. Para recuperar  $H_2S$  y  $NH_3$ .

### 2.4.1- SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS<sup>(24)</sup>

Dentro de los tratamientos de aguas amargas se encuentran tres procesos principales:



1. Tratamiento por intercambio iónico.
2. Tratamiento por oxidación con aire.
3. Tratamiento por agotadores.

#### 2.4.1.1- TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS POR INTERCAMBIO IÓNICO<sup>(21,22)</sup>

El tratamiento por intercambio iónico, no puede definirse como un tratamiento solo o independiente, sino que puede decirse que es una modificación de un sistema de agotamiento convencional agregándole los intercambiadores iónicos.

El proceso está basado sobre el uso de resinas de intercambio iónico de un electrólito débil. En el proceso, el agua amarga es pasada inicialmente a reflujo a través de una columna que contiene una capa de resina de intercambio catiónico de un ácido débil operado en el ciclo del hidrógeno. La resina de intercambio catiónico es capaz de dividir las sales del  $\text{NH}_4\text{SH}$  intercambiando iones de  $\text{NH}_4^+$  por iones  $\text{H}^+$  y separando ácido sulfhídrico libre:



Una porción de cationes inorgánicos también presentes en el agua amarga son intercambiados dando un gran volumen de algunos minerales ácidos.

Un efluente de agua amarga ácida esencialmente libre de  $\text{NH}_3$  emerge a partir de las unidades de intercambio catiónico del ácido débil.

En este punto cualquier agotador de ácido sulfhídrico convencional puede ser usado para agotar el ácido sulfhídrico a partir de los efluentes de resinas de intercambio catiónico.





La regeneración de la resina de intercambio catiónico débil se realiza usando un ácido mineral acuoso. El catalizador de  $H_2SO_4$  agotado por ejemplo, previamente usando catalizador de aniquilación, puede ser conveniente para este propósito. Otra regeneración que puede ser usada en el caso de la resina de intercambio catiónico es empleado el ácido sulfuroso el cual puede ser obtenido si hay gas de chimenea que contenga  $SO_2$  y lo disponga la refinería para su uso.

El propósito del proceso de intercambio iónico es que puede ser diseñado e ingeniado para producir aguas de cualquier pureza deseada, donde el propósito es comúnmente eliminar amoníaco y ácido sulfhídrico.

El agua amarga puede ser directamente descargada al sistema de alcantarillado y puede ser neutralizada con una pequeña cantidad de cal o álcali antes de su descarga.

En los intercambiadores iónicos se ha encontrado que, aunque es bueno el proceso para remover grandes cantidades de ácido sulfhídrico y amoníaco, hay una serie de desventajas para tener el empleo de dichas resinas intercambiadoras, lo cual no es apropiado para el uso dentro de una refinería por ser grandes cantidades de agua las que se utilizan; dentro de las desventajas que se encuentran tenemos que para las cantidades de resinas de intercambio iónico en cuestión, el tiempo de ciclo de agotamiento es de 4 horas para cada tren, necesitando 6 regeneraciones por día, ya que el sistema no es continuo como en los agotadores normales; otra gran desventaja que tiene es que no se han hecho estudios profundos sobre la vida de las resinas, aunque algunas han sido empleadas satisfactoriamente durante años, y se ha estimado que el reemplazamiento de resinas no es mayor que el 33% por año, lo cual indica un gasto extra para la operación.

También es conveniente mencionar la cantidad de concentración de contaminantes en el agua amarga que se usa en los procesos.



En el proceso de intercambio iónico se ha trabajado en su mayoría para concentraciones bajas de ácido sulfhídrico y amoniaco, en cambio en las torres agotadoras se trabajan con concentraciones mucho mas altas.

### 2.4.1.2- TRATAMIENTO POR OXIDACIÓN CON AIRE<sup>(23)</sup>

El método por oxidación con aire, utiliza aire a una temperatura elevada para convertir el ácido sulfhídrico a compuestos mas fáciles de manejar. La oxidación del sulfuro (principalmente presente como ión hidrosulfuroso) toma lugar en la fase líquida y resulta principalmente en la formación de tiosulfatos, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:



En este tratamiento, una corriente de agua de alto contenido de ácido sulfhídrico, teniendo la composición general, se procesa agotando el ácido sulfhídrico con vapor y quemando el gas resultante. Esta operación no resulta satisfactoria porque se emite  $\text{SO}_2$  y  $\text{SO}_3$  a la atmósfera, los cuales forman emisiones visibles bajo condiciones húmedas y frías. Es mas el equipo sufre una alta corrosión.

El agua conteniendo ácido sulfhídrico es precalentada por intercambio con el producto, y se alimenta con el vapor, aire comprimido, el cual se envía aproximadamente a 12.2 m de la columna. Todo el aire es agregado con el vapor antes de entrar a la columna. El flujo de aire es controlado por una válvula de globo y la temperatura de la mezcla de vapor dentro de la columna es regulada por un controlador – registrador.



Ambas fases fluyen hacia arriba y fuera de la columna a través del intercambio de calor y luego va a un separador gas – líquido.

Algo de aceite colectado en la interfase es removido a un tanque separador.

El agua separada es drenada al alcantarillado a través de una válvula operadora por un controlador de nivel de líquido, y el gas es liberado a través de una válvula reguladora de presión a un quemador. El gas esta normalmente libre de ácido sulfhídrico pero contiene pequeñas cantidades de amoniaco y dióxido de carbono y puede contener pequeñas cantidades de hidrocarburos.

En cuanto al proceso de oxidación solo se toma en cuenta las concentraciones de ácido sulfhídrico sin implicar al amoniaco ya que no lo elimina.

Otras características importantes en las torres oxidadoras es que se emite  $\text{SO}_2$  y  $\text{SO}_3$  a la atmósfera, contaminándola, además produce formación de tiosulfatos los cuales tienen una gran demanda de oxígeno por lo cual este sistema no es eficiente.

El proceso más adecuado es entonces el empleo de torres agotadoras.

### 2.4.1.3- TRATAMIENTO POR AGOTADORES<sup>(21,22,24)</sup>

Casi todas las refinerías y plantas petroquímicas incluyen facilidades para agotar el ácido sulfhídrico y en menos proporción amoniaco a partir de las corrientes de aguas amargas. Aunque por lo general siempre se encuentran presentes el ácido sulfhídrico y el amoniaco.

Existen muchos métodos de agotamiento en uso pero muchos de ellos involucran el flujo a contra corriente del agua amarga a través de una torre de platos o



empacada, mientras que un flujo ascendente de vapor de agotamiento remueve el ácido sulfhídrico y en menos proporción el amoníaco.

En el tratamiento por agotadores existen tres tipos de medio de agotamiento:

- a) Agotadores con vapor.
- b) Agotadores con gases de chimenea.
- c) Agotadores con gas combustible.

#### **2.4.2- FACTORES QUE INFLUYEN EN EL FUNCIONAMIENTO DE LOS AGOTADORES DE AGUAS AMARGAS<sup>(21,22)</sup>**

Los factores que incluyen o establecen el funcionamiento de los agotadores de aguas amargas pueden ser agrupados en cuatro categorías generales como se muestran a continuación:

- a) Contaminantes alimentados.
- b) Eficiencia del agotador.
- c) Disposición del domo.
- d) Disposición de los fondos.

Otros factores que determinan el funcionamiento de la torre de agotamiento son: temperatura de alimentación, velocidad de alimentación, velocidad del vapor, la influencia de la corriente contaminada, la presión y la temperatura del agotador y la cantidad de vapor de agotamiento para ser usado.



### **2.4.2.1- AGOTADORES CON VAPOR<sup>(21,22)</sup>**

Un agotador con vapor es un equipo que ha sido utilizado por muchas refinerías para reducir el número de contaminantes en condensados amargos, a dar además usos de estas corrientes o su retorno a las aguas públicas.

Los agotadores con vapor a su vez se encuentran en dos tipos:

- 1) Agotadores con vapor con reflujo.
- 2) Agotadores con vapor sin reflujo.

La alimentación amarga después de precalentada es llevada al domo del agotador, el vapor es introducido por el fondo, el gas amargo conteniendo vapor y contaminantes, deja el domo del agotador y es parcialmente condensado.

El condensado es colectado y combinado con la alimentación. El gas amargo puede ser quemado o llevarse a unidades de recuperación; el agua agotada es drenada al fondo del agotador. Con un agotador sin reflujo, no hay sistema de condensación y los gases van directamente al quemador.

Con vapor de agotamiento eficiente, la remoción de contaminante es de 99 – 100% para el ácido sulfhídrico y de 95 – 99% para el amoníaco y de 50 – 70% de fenoles.

### **2.4.2.2- AGOTADORES CON GAS DE CHIMENEA<sup>(21,22)</sup>**

Los agotadores con gases de chimenea son efectivos principalmente en remover los sulfuros.



### 2.4.2.3- AGOTADORES DE GAS COMBUSTIBLE<sup>(21,22)</sup>

Los agotadores de gas combustible pueden ser efectivos en remover los sulfuros y amoníaco y puede ser inyectado ácido para poder seleccionar la remoción de sulfuros quedando la mayor parte del amoníaco en solución.

El agua amarga puede o no ser acidificada con ácido mineral ( $H_2SO_4$  o  $HCl$ ) antes del agotamiento.

El uso de ácidos minerales para acidificar el agua amarga, antes del agotamiento fija el  $NH_3$  como  $NH_4Cl$  o como  $(NH_4) HSO_4$ .

Estas sales son ácidos fuertes y base débil, así el amoníaco libre formado por hidrólisis es prácticamente nulo, y el amoníaco es fijado en solución. Esto libera al ácido sulfhídrico y el 90% o más de ácido sulfhídrico puede entonces ser removido.

La mayoría de los agotadores de aguas amargas instalados emplean vapor como un medio de agotamiento. Algunos de estos son provistos con condensadores de reflujo para remover el vapor de agotamiento del ácido sulfhídrico y amoníaco separados. El vapor es recirculado al agotador.

### 2.4.3- PROPIEDADES DE LAS AGUAS AMARGAS<sup>(24)</sup>

Las aguas amargas generadas en las refinerías, tienen contaminantes peligrosos en altas concentraciones, por lo que se deben tomar precauciones para que el personal no este en contacto con una fuente o fuga de este producto sin protección adecuada, que en este caso será protección respiratoria.



Los principales contaminantes de las aguas amargas, en orden de importancia por su concentración son:

1. Ácido sulfhídrico
2. Amoniaco

#### 2.4.3.1- PROPIEDADES DEL ÁCIDO SULFHÍDRICO ( $H_2S$ )<sup>(24)</sup>

El ácido sulfhídrico, a la presión atmosférica ordinaria, es una sustancia gaseosa más pesada que el aire, con tendencia a acumularse en las partes bajas, incolora y de olor característico a "huevos podridos", similar al olor que se desprende de casi todas las aguas termales sulfurosas. A temperaturas superiores a 260 °C, es una sustancia autoinflamable.

En proporciones adecuadas forma mezclas explosivas con el aire. Su límite inferior de explosividad es de 4.3%.

El ácido sulfhídrico se quema con facilidad emitiendo una flama azul poco visible; al arder produce bióxido de azufre, sustancia irritante pero menos tóxica que el ácido sulfhídrico, y se manifiesta como humos blancos.

En su proceso de ataque corrosivo sobre los materiales ferrosos, forma una capa de sulfuro de hierro que normalmente se acumula en las paredes internas de los recipientes y tuberías en que es manejado.

El sulfuro de hierro, en contacto con el aire arde espontáneamente y puede incendiar las sustancias combustibles que se encuentren presentes.



El ácido sulfhídrico es considerado como uno de los gases tóxicos más peligrosos, en la industria del petróleo se produce como producto secundario en los procesos de refinación.

Su acción tóxica, principalmente es debida a su afinidad por el tejido nervioso. En concentraciones elevadas, actúa directamente en el sistema nervioso central causando excitación o parálisis.

Los tipos más comunes de trabajos en donde se tiene cierta posibilidad de contaminación con ácido sulfhídrico son:

- A) Por inhalación de concentraciones elevadas de vapores al colocarse en contra del viento al abrir las tomas de muestra.
- B) Al penetrar a un recipiente sin previa comprobación de que la atmósfera no contiene ácido sulfhídrico, o por no utilizar el equipo de protección adecuado en caso de que exista contaminación en el aire del recipiente.
- C) La limpieza o reparación de drenajes contaminados con productos amargos.

Con frecuencia es necesario reparar o limpiar drenajes, es indispensable considerar que si por estos circulan productos amargos, es casi seguro que exista desprendimiento de ácido sulfhídrico, además de hidrocarburos ligeros y otros gases. Al laborar en estas áreas, pueden existir contaminaciones cutáneas u oculares.

Aunque todas las operaciones en las que se maneja ácido sulfhídrico o gases que lo contienen, se efectúan en las plantas industriales bajo sistemas cerrados, siempre existe la posibilidad de fugas por equipo mecánico, por purgas, por muestreo o por emergencias. Los lugares por donde se puede tener contacto con esta sustancia pueden ser:





- A) Por fugas o purgas innecesarias del equipo mecánico de las plantas de proceso.
- B) Reparaciones por fugas imprevistas en las instalaciones en que se maneja ácido sulfhídrico o gases que lo contiene.
- C) Al quitar o colocar juntas ciegas en líneas con escape de ácido sulfhídrico o gases que lo contienen.

El ácido sulfhídrico se reconoce generalmente por su característico olor a "huevos podridos". Aun en bajas concentraciones, causa rápidamente una parálisis de las terminaciones del nervio olfativo, "embotando", por decirlo así, este sentido. El olor no constituye pues, un mecanismo confiable de advertencia para la detección de la concentración del ácido sulfhídrico.

#### **2.4.3.1.1- VIA DE ENTRADA AL ORGANISMO<sup>(24)</sup>**

Se considera de mayor importancia en exposiciones ocupacionales, se han observado intoxicaciones generales en individuos protegidos adecuadamente, este hecho aparentemente paradójico, ha sido explicado por el hallazgo en los trabajadores intoxicados de perforación de la membrana del tímpano, con la subsecuente penetración del H<sub>2</sub>S a través de la vía respiratoria.

##### **VIA CUTANEA**

Bajo circunstancias apropiadas el H<sub>2</sub>S puede penetrar la piel intacta y producir signos y síntomas de una intoxicación general.

Concentraciones de vapor de H<sub>2</sub>S tan bajas como 0.005% (50 ppm) en el aire pueden dar lugar a síntomas tóxicos, y concentraciones de 0.1 a 0.2%, son por lo general fatales en unos cuantos minutos.



Debido a que el organismo tiene una capacidad inherente de desintoxicación del ácido sulfhídrico, su toxicidad se encuentra más relacionada a la concentración que al tiempo de exposición.

En bajas concentraciones (por ejemplo 50-200 ppm) los síntomas tóxicos son debido a irritación local más que a una acción general. La exposición repetida a concentraciones bajas, por horas o días, da lugar a irritación ocular con sensación de quemadura y epifora. La recuperación es casi completa y espontánea, a menos que una infección secundaria ocurra, exposiciones a concentraciones más elevadas, da lugar a inflamación del tracto respiratorio, con tos, disnea y quizá edema pulmonar.

En sobrevivientes de exposiciones masivas, así como en pacientes que han fallecido, se han encontrado evidencias de edema pulmonar severo. Sin embargo, esta complicación pulmonar no parece ser una complicación frecuente, aún en exposiciones severas.

Concentraciones más elevadas de  $H_2S$  producen; cefalea, náusea, vértigo, confusión y debilidad en las extremidades, todo esto seguido por una fase de inconsciencia.

Debido a que el ácido sulfhídrico es rápidamente transformado en el organismo, cualquier disminución de la intensidad de la exposición, puede dar lugar a que la persona intoxicada recobre la conciencia.

**Tabla 7.- Toxicidad de ácido sulfhídrico.**

%	ppm	SINTOMA
0.1	1000	La víctima queda inconsciente y puede tener daños severos a menos que se rescate inmediatamente y se le de resucitación artificial rápidamente.
0.07	700	La víctima queda inconsciente rápidamente, la respiración se para y muere si no se le rescata rápidamente y se da resucitación artificial.
0.05	500	La víctima pierde el sentido, la razón y el balance, en pocos minutos tiene una parálisis, respiratoria. La víctima necesita pronta resucitación artificial.
0.02	200	Pierde el sentido del olfato rápidamente, se amortigua el sentido de la vista y la garganta.
0.01	100	Se amortigua el sentido del olfato rápidamente dentro de 3-15 minutos, se tiene picazón en ojos y garganta.
0.0	10	Se puede oler 10 ppm. Esta es la máxima cantidad permitida para 8 horas de trabajo sin protección respiratoria.

### 2.4.3.1.2- MEDIDAS PREVENTIVAS<sup>(24)</sup>

La principal medida preventiva es mantener la concentración de H<sub>2</sub>S por abajo de 20 ppm.

Se les debe instruir a los empleados para que comprendan la naturaleza tóxica del ácido sulfhídrico y la gravedad que acarrea el exponerse a altas concentraciones y la rapidez con que la muerte puede sobrevenir, también debe hacérseles comprender que las concentraciones peligrosas de sulfhídrico no pueden precisarse por el olor.

Se recomienda hacer a los trabajadores que pueden estar expuestos a la acción del sulfhídrico un cuidadoso examen de admisión, ciertos individuos que puedan ser susceptibles a su acción no deben ser asignados a operaciones en donde se esta presente o pueda estar presente el gas, tales individuos son:

A) Alcohólicos.



- B) Aquellos con padecimientos oculares, cardíacos o de la circulación, padecimientos neurológicos de cualquier tipo y padecimientos crónicos del tracto gastrointestinal.
- C) Aquellos con una historia de comportamiento anormal o mentalidad disminuida.

Cuando hay posibilidad de intoxicación crónica se recomienda que los trabajadores sean sometidos a interrogatorios periódicos o exámenes médicos (mensualmente) con objeto de determinar si padecen jaquecas, fatiga, trastornos oculares, intestinales o del tracto respiratorio, el examen ocular y del aparato respiratorio; incluyendo radiografía, se recomienda una vez al año.

#### **2.4.3.1.3- TRATAMIENTO<sup>(24)</sup>**

Se recomienda retirar a la persona intoxicada del ambiente contaminado lo más rápidamente posible, evitando que ejecute esfuerzos físicos, ya que esto podría aumentar la absorción del ácido sulfhídrico.

Si la respiración se encuentra deprimida o hay paro respiratorio, aplicar respiración artificial, manteniendo libres las vías respiratorias.

En los casos de intoxicación severa en la que se sospeche que pudiera desarrollarse edema pulmonar, se recomienda administrar oxígeno con presión positiva.

#### **2.4.3.2- PROPIEDADES DEL AMONIACO (NH<sub>3</sub>)<sup>(24)</sup>**

Este compuesto se encuentra en el agua amarga y en el gas ácido, mezclado con el ácido sulfhídrico, las precauciones para protección contra fugas o ambiente con



estos gases, será para la mezcla y no para el amoniaco únicamente, considerando que la concentración de ácido sulfhídrico es mayor y más peligroso que el amoniaco.

El amoniaco es un gas incoloro, más ligero que el aire, con un olor extremadamente molesto, el amoniaco irrita cualesquiera de las membranas mucosas del cuerpo incluyendo los ojos, nariz, garganta y pulmones.

A pesar de que el amoniaco no es tóxico, interfiere con el reflejo de la respiración a un grado tal que en concentraciones superiores a 1000 ppm ya no es posible respirar, el amoniaco puede ser detectado por el sentido del olfato, en concentraciones mayores a 5 ppm.

#### **2.4.3.2.1- RESPIRACIÓN<sup>(24)</sup>**

Cuando se detecte una fuga de gases de las aguas amargas, evacuar el área inmediatamente, y el personal de operación o mantenimiento deberá usar para atacarla, protección con equipo de aire forzado, para lo cual se tienen instalados en el área de la planta estaciones de aire de instrumentos, con mangueras y mascarillas suficientes.



# CAPÍTULO III

# TRABAJO DE CAMPO



## 3.1- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

### 3.1.1- PLANTA RECUPERADORA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

#### 3.1.1.1- INTRODUCCIÓN

Las plantas de tratamiento de aguas amargas, normalmente incluidas como sección de otra unidad de proceso, actualmente son tratadas como unidades independiente, por su importancia ecológica.

La planta de tratamiento de aguas amargas en estudio, recibe como carga las aguas amargas producidas en las plantas hidrodesulfuradoras, reductora de viscosidad y catalítica no. 2, aunque se tiene una red que comunica con las otras plantas generadoras de aguas amargas, y que tienen sus propias secciones de tratamiento, pudiéndose recibir cuando sea necesario de cualquiera de ellas, estas plantas son: combinada no.1, combinada no.2, planta catalítica no.1.

El agua amarga generada en la refinería, tiene disueltos los siguientes contaminantes:

**ÁCIDO SULFHÍDRICO ( $H_2S$ )**

**AMONIACO ( $NH_3$ )**

Debido a que estos compuestos contaminan agresivamente el ambiente, es necesario eliminarlos antes de enviar el agua al tratamiento de efluentes.

Para este fin se usa la planta de tratamiento de aguas amargas, en donde por un proceso de desorción por calentamiento, se elimina el ácido sulfhídrico y el amoniaco



obteniéndose agua tratada, llamada también agua desflemada, con un mínimo de contaminantes.

El agua desflemada tiene la facilidad de rehusarse en el desalado de crudo en las plantas combinadas, si se requiere, pero normalmente su disposición será el drenaje aceitoso con muy poca afectación al medio ambiente.

Esta planta no puede seguir operando a falla de vapor, agua de enfriamiento, electricidad o aire de instrumentos, a cualquier falla de estas, la carga se desvia al drenaje. La planta tiene facilidades para lograr un paro ordenado en cualquiera de estos casos.

Para tener un amplio conocimiento del proceso se proporciona el DFP (diagrama de flujo de proceso) en el Anexo A.

### 3.1.1.2- VARIABLES DE OPERACIÓN Y CONTROL DEL PROCESO

Para fines de diseño se consideran concentraciones de 10,000 ppm de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y 75,000 ppm de amoníaco ( $NH_3$ ) en peso con objeto de tener flexibilidad para procesamiento de cargas con altas concentraciones de  $H_2S$  y  $NH_3$ .

Las condiciones de los productos en límites de batería serán como sigue:

Gases ácidos amoniacales al desfogue, tendrán una presión mínima de 0.88 ( $kg/cm^2$  man.) y una temperatura normal de  $91^\circ C$ .

El agua tratada con diferentes destinos tendrá una presión normal de 5.33 ( $kg/cm^2$  man.) y una temperatura normal de  $46^\circ C$ .

La planta cuenta con un sistema de reflujo frío para enfriar los vapores del domo, reduciendo así la cantidad de agua que saldría con los gases ácidos amoniacales.





La remoción del ácido sulfhídrico y amoníaco, se lleva a cabo dentro de la torre agotadora DA-3801, primero al entrar la carga a la torre a la temperatura de 100°C, se separa la mayor cantidad de estos gases y posteriormente con calentamiento en el fondo con un rehervidor, éste sustituye al vapor de agotamiento y evita incrementar el volumen de agua amarga.

### 3.1.1.3- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

Todas las corrientes de aguas amargas que llegan de la red colectora, a la cual están integradas todas las plantas que generan aguas amargas, son recibidas en el tanque acumulador FA-3801 a 40°C y 1.2 kg/cm<sup>2</sup> man. En este tanque, el caudal de las corrientes de agua son acumuladas, absorbiendo las fluctuaciones, para dar una carga más estable a la planta, aquí se inicia una parcial desgasificación, desprendiéndose ácido sulfhídrico y amoníaco, formando la fase gaseosa del acumulador.

Los hidrocarburos no volátiles, son separados formando una interfase de aceite-agua en la primera cámara, en donde se mantiene el nivel estable, al pasar de este compartimiento hasta el tercero a través de un tubo que esta telescopiado en este último. Los hidrocarburos hacen capa y suben su nivel a consecuencia de la menor densidad de los hidrocarburos y el agua, derramando a la cámara intermedia del tanque FA-3801. Estos hidrocarburos son acumulados y extraídos por la bomba GA-3804/R automáticamente, por control de nivel para ser enviados al límite de batería a la línea de aceite recuperado de la refinería.

Los vapores generados en el tanque FA-3801, son enviados por control de presión, al cabezal de desfogue ácido de la refinería, la línea que envía los vapores del tanque FA-3801 al cabezal de desfogue ácido, tiene una inyección de vapor



saturado de baja presión para controlar la presión del tanque, en  $1.2 \text{ kg/cm}^2$ , por medio de un controlador de rango dividido.

El agua amarga libre de aceite es enviada a la torre de agotamiento DA-3801, pasando primero por el tanque de balance de agua amarga TV-3801 con un gasto de 10,000 BPD y una presión de  $1.3 \text{ kg/cm}^2$  por medio de la bomba de agua amarga GA-3801/R, con un control en cascada para el flujo en la línea que alimenta a la torre DA-3801 y el nivel del tanque de la carga FA-3801.

La línea de succión del tanque de balance TV-3801 es enviada a la torre agotadora DA-3801 por medio de la bomba GA-3805/R.

La corriente de agua amarga que alimenta al agotador DA-3801, es calentada en los precalentadores EA-3801 A/C y B/D, intercambiando calor con el agua que sale del fondo del agotador, incrementándose la temperatura de  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  a  $100 \text{ }^\circ\text{C}$ , para permitir que al entrar a la torre la carga, se separen los gases ácidos amoniacales del agua.

La torre agotadora de agua amarga DA-3801, esta constituida por 22 platos en la sección de rectificación y 22 platos en la sección de agotamiento.

La temperatura necesaria para el agotamiento del agua, es dada por el rehervidor EA-3802, que recibe el agua de la cubeta del plato No. 45 y la calienta intercambiando calor contra vapor de baja presión, retornándola al fondo de la torre a una temperatura de  $123 \text{ }^\circ\text{C}$ , esta temperatura es clave para evitar dejar el amoniaco en el agua desflemada, ya que a una temperatura inferior no se desprende el amoniaco.

Además se dispone de una inyección de vapor de agotamiento al fondo que puede sustituir o ayudar el rehervidor EA-3802 para dar la temperatura de agotamiento en el fondo.



De diseño en el fondo de la torre agotadora, se obtiene agua con concentraciones de 25 ppm en peso de amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) y 5 ppm de ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

La temperatura del domo de la torre agotadora DA-3801, se controla en cascada con el flujo del sistema de circulación de reflujo a  $91^\circ\text{C}$ . La extracción se hace en el plato No.23, por medio de la bomba GA-3802/R, que envía el agua al soloaire EC-3801, donde es enfriado de  $99^\circ\text{C}$  a  $60^\circ\text{C}$  y retorna a la torre entrando en el plato No.1.

Los vapores extraídos en el domo de la torre agotadora, son enviados por control de presión al desfogue ácido o las plantas recuperadoras de azufre.

El agua agotada (desflemada) sale por el fondo del agotador DA-3801 a  $123^\circ\text{C}$ , intercambia calor con la carga, pasando por el lado coraza en los cambiadores de calor EA-3801 A/B y C/D, donde es enfriado hasta  $60^\circ\text{C}$ , después es succionado por la bomba de fondos GA-3803/R, enviándolo a enfriarse contra agua de enfriamiento en el EA-3803, donde el agua se enfría de  $60^\circ\text{C}$  a  $46^\circ\text{C}$ ; finalmente el agua agotada, también llamada desflemada, se manda a límite de batería, en donde tenemos la opción de enviar al drenaje aceitoso, como normalmente se hace, o enviarse a las plantas combinadas para el proceso de desalado del crudo.

### 3.2- DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA HAZOP

El HazOp es un estudio llevado a cabo por un equipo multidisciplinario (integrado por el ingeniero de operación, el de seguridad, el de mantenimiento mecánico, el de mantenimiento eléctrico, el de mantenimiento a plantas, el de mantenimiento civil, el de ecología y el de producción) que mediante el uso de palabras guía, identifica:



- Ⓢ Desviaciones de la intención del diseño de la planta y de sus procedimientos.
- Ⓢ Causas y consecuencias de dichas desviaciones.
- Ⓢ Sistemas de protección instalados para reducir la probabilidad de la causa o la magnitud de la consecuencia.

Además, hace recomendaciones para disminuir el nivel de riesgo, según sea necesario.

Dos son los objetivos primordiales del HazOp, mismos que se dan con mayor detalle en el capítulo II, sección 2.3.1.2, son los siguientes:

- Ⓢ Identificar riesgos y determinar su nivel, con el fin de mejorar la operabilidad de la sección o unidad de proceso.
- Ⓢ Lograr que el personal técnico que participa en las sesiones HazOp se involucre directamente en la operación, para el entendimiento del proceso en situaciones tanto normales como anormales.

Para iniciar con el estudio HazOp, es necesario contar con los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) actualizados y que el equipo multidisciplinario haya entendido la operación normal de la planta. El HazOp debe ser conducido por un coordinador, facilitador o guía del equipo, con experiencia en realizar estudios HazOp's, quien promoverá la creatividad para aplicar las palabras guía, con el objeto de identificar el problema no de resolverlo. En este caso el facilitador fue personal de la UNAM.

Una vez cubiertos los puntos anteriores, se procede a dividir el proceso en circuitos. A su vez, los circuitos serán divididos en nodos. Los nodos son partes del proceso lo suficientemente pequeños para poderse manejar y lo suficientemente grandes para ser significativos, es decir, se considera como nodo un equipo con sus



líneas de alimentación y descarga o aquella parte del proceso en la cual un parámetro de la operación varía, para mayor detalle con respecto a los nodos, remitirse al capítulo II, sección 2.3.1.5.1.

Posteriormente se selecciona un nodo y se determinan los parámetros del mismo. Los parámetros son las condiciones físicas o químicas del proceso que pueden medirse o inferirse, dentro de los parámetros más importantes se tienen: flujo, temperatura, presión, nivel, composición, etc.

A cada uno de los parámetros se le aplicarán las palabras guía que lo “modifican”, las palabras guía que se utilizan son: no, más, menos, parte de, también como, otro que e inverso (para mayor detalle ver la sección 2.3.1.5.3 del capítulo II). Al aplicar una palabra guía al parámetro se obtiene una desviación, por ejemplo si el parámetro es flujo y la palabra guía es menos, la desviación será menos flujo.

Para cada desviación hay que:

- Ⓢ Identificar causas.
- Ⓢ Determinar consecuencias para cada causa, asumiendo que fallan todas las protecciones o no existen.
- Ⓢ Listar las salvaguardas y protecciones.
- Ⓢ Determinar el nivel de riesgo para cada causa, considerando la frecuencia con la que se da la causa y la gravedad de la consecuencia.
- Ⓢ Hacer recomendaciones para minimizar el nivel de riesgo, ya sea realizándolas para disminuir la frecuencia de la causa o para disminuir la gravedad de la consecuencia.

Las recomendaciones se clasifican de acuerdo al nivel de riesgo encontrado, con la utilización de una matriz de riesgos. El riesgo es la probabilidad de daño y está en función de la frecuencia y de la gravedad.



Los criterios para la identificación e integración de la información necesaria para realizar el análisis de riesgos se obtuvieron en base al procedimiento para la identificación, integración y actualización de la información para la realización y la supervisión de los análisis de riesgos de PEMEX Refinación.

Para realizar el análisis de riesgos se requiere que los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) estén actualizados, por lo que mediante el recorrido en campo se revisaron y una vez actualizados se emplearon para el análisis de riesgos. Para la descripción de los circuitos, la química del proceso, productos y subproductos de la planta de tratamiento de aguas amargas, se utilizó el Manual de Operación de la Planta. Se revisó también el registro de incidentes, registro de calibración de líneas y los reportes de inspección para la consideración de escenarios de riesgo.

### 3.2.1- MATRIZ DE RIESGOS

El índice o número de riesgo permite tomar decisiones sobre la aceptabilidad o no del riesgo, o bien asignar prioridades a las acciones recomendadas. El sistema para establecer prioridades a las recomendaciones a implementar deberá usar una matriz de índice de riesgo que combine la probabilidad de ocurrencia de un accidente y la severidad o gravedad de las consecuencias del mismo. La matriz de riesgos utilizada en este estudio se presenta en la figura 1.



Figura 1.- Matriz de riesgos.

		Gravedad				
		4	3	2	1	
Frecuencia	1	6	4	3	2	1
	2	7	6	4	3	2
	3	9	7	6	4	3
	4	10	9	7	6	4

Las frecuencias que se utilizan para la estimación de los riesgos se describen en la tabla 8.

Tabla 8.- Niveles de frecuencia.

Num.	Frecuencia	Descripción
1	Frecuente	Ocurre más de una vez al año.
2	Ocasional	Ha ocurrido o puede ocurrir varias veces durante la vida de la planta.
3	Posible	Se espera que ocurra no más de una vez en la vida de la planta.
4	Importante	No se espera que ocurra en la vida de la planta.

La gravedad de las consecuencias para la estimación de los riesgos se describe en la tabla 9.



Tabla 9.- Niveles de gravedad.

Num.	Gravedad	Aspecto	Descripción
1	Catastrófico	Personas	Pérdida de una o más vidas fuera de la refinería
		Instalaciones	Daños por más de \$25,000,000
		Medio ambiente	Fuga mayor que requiere limpieza fuera de la refinería
		Operación	Paro de la refinería
2	Mayor	Personas	Un lesionado fuera de la refinería y una pérdida de vida dentro de la refinería.
		Instalaciones	Daños por un monto entre \$2,500,000 y \$25,000,000
		Medio ambiente	Fuga mayor que no requiere limpieza fuera de la refinería
		Operación	Paro de más de una planta
3	Significativo	Personas	Varios lesionados dentro de la refinería
		Instalaciones	Daños por un monto entre \$250,000 y \$2,500,000
		Medio ambiente	Fuga menor que requiere limpieza dentro de la refinería
		Operación	Paro de una planta
4	Importante	Personas	Un lesionado dentro de la refinería
		Instalaciones	Daños por menos de \$250,000
		Medio ambiente	Fuga menor
		Operación	Paro de equipo o sección de planta

Una vez estimado el riesgo se le asigna una letra de la "A" a la "D" para clasificar la recomendación o recomendaciones que se planteen para disminuir dicho riesgo, originado una matriz de clase de riesgos como la que se describe en el siguiente punto.





### 3.2.1.1- CLASIFICACIÓN DE RIESGOS Y SUS RECOMENDACIONES

La clasificación de riesgos y sus recomendaciones se realiza en base al Manual de Análisis de Riesgos, emitido por la Superintendencia de Inspección técnica y Seguridad Industrial de la refinería.

Figura 2.- Matriz de clases de riesgo.

		Gravedad				
		4	3	2	1	
Frecuencia	1	C	B	A	A	1
	2	D	C	B	A	2
	3	D	D	C	B	3
	4	D	D	D	C	4

De esta manera se jerarquizan las recomendaciones de acuerdo al siguiente criterio.

Tabla 10.- Criterio para jerarquizar las recomendaciones.

Num.	Clase	Descripción	Seguimiento
1 a 3	A	Inaceptable	El riesgo deberá mitigarse mediante controles de ingeniería y/o administrativos hasta un riesgo C o menor dentro de un periodo de 6 meses.
4	B	Indeseable	El riesgo deberá mitigarse mediante controles de ingeniería y/o administrativos hasta un riesgo C o menor dentro de un periodo de 12 meses.
6	C	Aceptable con controles	Debe verificarse que los procedimientos o controles estén en su lugar, en uso y que sean efectivos.
7 a 10	D	Aceptable como está	No se requiere mitigar el riesgo.



### 3.2.1.2- CIRCUITOS SELECCIONADOS

Para propósito del Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp) de la planta de tratamiento de aguas amargas, se dividió el proceso en un total de 4 circuitos que son:

**Tabla 11.**-Circuitos seleccionados para el análisis HazOp.

<b>CIRCUITO</b>	<b>NOMBRE</b>
1	De carga de agua amarga.
2	De desorción de ácido sulfhídrico.
3	De agua desflemada a límite de batería.
4	Reflujo de la torre agotadora DA-3801.

Los 4 circuitos, se subdividieron en nodos, mismos que fueron analizados y las recomendaciones resultantes de éstos están listadas en un plan de trabajo o registro de medidas del análisis de riesgos.

### 3.2.2- DIAGRAMAS UTILIZADOS PARA LAS SESIONES HAZOP

Los diagramas de tuberías e instrumentación (DTI's) de los circuitos seleccionados, que fueron actualizados mediante revisión en campo y utilizados durante las reuniones de análisis de riesgos y operabilidad, son los siguientes:

**Tabla 12.-** Diagramas utilizados en el HazOp.

No. CIRCUITO	No. DIAGRAMA	NOMBRE DEL DIAGRAMA
1	32-12-1-102	Tanque acumulador de agua amarga y tanque de balance.
1	32-12-1-103	Pre calentadores de carga/fondos del agotador y condensador de fondos.
2	32-12-1-104	Agotador de agua amarga.
3	32-12-1-103	Pre calentadores de carga/fondos del agotador y condensador de fondos.
4	32-12-1-104	Agotador de agua amarga.

Para ver estos diagramas revisar el Anexo D.

### 3.2.3- HOJAS DE REGISTRO HAZOP

Las hojas del registro de las sesiones de análisis de riesgos y operabilidad HazOp de la planta de tratamiento de aguas amargas, se pueden consultar en el Anexo C.

### 3.3- ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS

El análisis de árbol de fallas (FTA por sus siglas en inglés, Fault Tree Analysis) es una técnica cuantitativa de riesgos que nos proporciona la probabilidad o la frecuencia con que puede ocurrir un evento indeseable, que llamaremos evento culminante o escenario potencial de accidente. El evento culminante se puede dar mediante la combinación de fallas de un equipo, de sus componentes o fallas del operador. La probabilidad o frecuencia del evento culminante se determina sumando las frecuencias o las probabilidades y multiplicando las probabilidades con probabilidades o las probabilidades con frecuencias pero nunca multiplicando las frecuencias con frecuencias. La técnica FTA usa puertas de entrada y salida, las



cuales son representadas por símbolos y por las letras "Y" (que representa el producto) y "O" (que representa la suma). Para mayor detalle de esta técnica, remitirse al capítulo II, sección 2.3.3.

### 3.3.1- CRITERIO PARA LA ASIGNACIÓN DE PROBABILIDADES A LOS EVENTOS BÁSICOS EN UN ÁRBOL DE FALLAS

El criterio para asignar probabilidad a los eventos básicos en el árbol de fallas que se desarrolla en este trabajo es el siguiente.

Tabla 13.- Probabilidad y frecuencia para árboles de fallas.<sup>(10)</sup>

PROBABILIDAD (P)	FRECUENCIA PROBABLE (F)
1	Inminente (puede ocurrir en cualquier momento)
$1 \times 10^{-1}$	Muy probable (ha ocurrido o puede ocurrir varias veces al año)
$1 \times 10^{-3}$	Probable (ha ocurrido o puede ocurrir en un año)
$1 \times 10^{-5}$	Poco probable (no se ha presentado en 5 años)
$1 \times 10^{-7}$	Improbable (no se ha presentado en 10 años)
$1 \times 10^{-9}$	No se ve probabilidad de que ocurra

### 3.3.2- DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS PARA EL FTA

Se seleccionaron dos escenarios para aplicar la técnica de FTA, dichos escenarios son: 1. Fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805 y 2. Bajo nivel en la torre agotadora DA-3801. Los escenarios aquí descritos, son para mostrar la sucesión de causas que desencadenarían al evento culminante de fuga y daños; se revisó el registro de incidentes y accidentes de la planta y no se han presentado incidentes ni accidentes de importancia, por este motivo los escenarios de accidentes que se están analizando fueron seleccionados arbitrariamente.



Tabla 14.- Descripción del escenario "fuga de agua amarga en la bomba GA-3805".

<b>ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS</b>		
<b>ESCENARIO DE ACCIDENTE</b>	<b>CAUSA / FUNDAMENTO</b>	<b>CONSECUENCIAS</b>
1. Fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.	La bomba de carga de agua amarga al agotador DA-3801, puede presentar fugas por represionamiento en la descarga ya sea por bloqueos cerrados, por cierre de la válvula FV-3802 con afectaciones al sello mecánico o por empaque mal instalado o dañado.	El incremento de la presión en la descarga de la bomba GA-3805, puede resultar en fugas de agua amarga exponiendo al personal a altas concentraciones de ácido sulfhídrico provocando lesiones o incluso la muerte además de contaminar el ambiente.

Tabla 15.- Descripción del escenario "bajo nivel en la torre agotadora DA-3801".

<b>ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS</b>		
<b>ESCENARIO DE ACCIDENTE</b>	<b>CAUSA / FUNDAMENTO</b>	<b>CONSECUENCIAS</b>
2. Bajo nivel en la torre agotadora DA-3801.	Una de las causas por la cual puede haber bajo nivel en la torre agotadora DA-3801, es que falle el FIC-3802, al mandar abrir al 100% la válvula LV-3802 y otra posible causa es que no manden carga las plantas desulfuradoras, las reductoras de viscosidad y la catalítica no. 2	Si hay bajo nivel en la torre agotadora puede ocasionar daño a los tubos del EA-3802 y daño a los sellos de la GA-3803.

### 3.3.3- DIAGRAMAS DE ÁRBOL DE FALLAS

Primero se construye el árbol de fallas considerando todas las posibles causas que pudieran llevar al evento culminante, después del tratamiento mediante conjuntos mínimos se construye el árbol de fallas reducido, y éste es equivalente al primero solo



que en éste se han eliminado las causas de falla común. La tabla siguiente muestra el nombre de los diagramas representativos de cada uno de los árboles de fallas descritos anteriormente:

**Tabla 16.-** Relación de diagramas de árbol de fallas.

DIAG. NUM.	NOMBRE
AA6-FTA-01	Análisis de árbol de fallas de fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.
AA6-FTA-02-1/2	Análisis de árbol de fallas por bajo nivel en la DA-3801.
AA6-FTA-02-2/2	Análisis de árbol de fallas por bajo nivel en la DA-3801.

Para ver estos diagramas revisar el Anexo E.

### 3.3.4- CÁLCULO DEL ÁRBOL DE FALLAS, CON LA TÉCNICA DE CONJUNTOS MÍNIMOS

#### 3.3.4.1- ÁRBOL DE FALLAS PARA “FUGA DE AGUA AMARGA EN LA BOMBA DE CARGA GA-3805”

A continuación se describen los pasos del desarrollo del árbol de fallas mediante la formación de conjuntos de separación para finalmente llegar a la formación de conjuntos mínimos.

**Tabla 17.-** Expresión Booleana para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.

Nivel	Expresión Booleana
1	$T=M1+M2+M3$
2	$T=B1+M4+B2+M5+B3+B4+M6+B5+M7$
3	$T=M8+B6+M9+B4+B7+B8+B9+B10+B11+M10+B12$
4	$T=B13+B14+B4+B7+B8+M11+B15$
5	$T=B13+B14$



La ecuación del nivel cinco se simplifica, y se obtiene:

$$T = \sum_{i=1}^{15} B_i$$

Con esta ecuación se construyen el árbol de fallas reducido y se calcula la probabilidad del evento culminante con los conjuntos mínimos.

**Tabla 18.-** Eventos básicos con sus probabilidades para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba GA-3805.

Evento básico	Probabilidad
B1 – Galleta caída en el bloqueo de descarga	1.00E-05
B2 – Alta presión en la torre DA-3801	1.00E-03
B3 – Inspección Menor a la Adecuada (M.A.A.)	1.00E-03
B4 – Falta de capacitación y adiestramiento	1.00E-03
B5 – Obstrucción en el filtro de succión	1.00E-05
B6 – Falla aire de instrumentos	1.00E-05
B7– Distracción del operador de campo	1.00E-03
B8 – Falta en la toma de decisiones	1.00E-07
B9 – Especificación inadecuada	1.00E-05
B10 – Falta el control de calidad	1.00E-03
B11 – Refaccionamiento insuficiente	1.00E-03
B12 – Por error humano cierre la válvula FV-3801	1.00E-03
B13 – Mantenimiento M.A.A.	1.00E-05
B14 - Falsa señal del LIC-3801	1.00E-03
B15 – Falta alarma LAH-3801	1.00E-05



**Tabla 19.-** Cálculo de conjuntos mínimos y probabilidad del escenario de fuga de agua amarga en la bomba GA-3805.

Conjunto mínimo	Probabilidad de ocurrencia del conjunto	Porcentaje de ocurrencia
		(%)
C1=B1	1.00E-05	0.124
C1=B2	1.00E-03	12.4
C1=B3	1.00E-03	12.4
C1=B4	1.00E-03	12.4
C1=B5	1.00E-05	0.124
C1=B6	1.00E-05	0.124
C1=B7	1.00E-03	12.4
C1=B8	1.00E-07	0.00124
C1=B9	1.00E-05	0.124
C1=B10	1.00E-03	12.4
C1=B11	1.00E-03	12.4
C1=B12	1.00E-03	0.124
C1=B13	1.00E-05	0.124
C1=B14	1.00E-03	12.4
C1=B15	1.00E-05	12.4
Probabilidad = <b>8.06E-03 (.8 veces en 100 año)</b>		<b>100%</b>

Si la probabilidad P se calcula con:

$$P = 1 - \exp(-f \cdot t)$$

Donde:

f es la frecuencia

t es el tiempo en años

El cálculo de la frecuencia resulta: **8.09E-03 veces al año.**





### 3.3.4.2- ÁRBOL DE FALLAS PARA “BAJO NIVEL EN LA TORRE AGOTADORA DA-3801”

A continuación se describen los pasos del desarrollo del árbol de fallas mediante la formación de conjuntos de separación para finalmente llegar a la formación de conjuntos mínimos.

**Tabla 20.-** Expresión Booleana para el escenario de bajo nivel en la torre agotadora DA-3801.

Nivel	Expresión Booleana
1	$T=B1+M1+M2+M3+M4$
2	$T= (B2*B3) +M5+M6+B4+M7+M8+B5+M9+M10+B6$
3	$T=M7+M8+B7+B8+B9+B10+B11+B12+M11$
4	$T=B8+B9+B10+B11+B14+B15$

Con la ecuación del nivel 4 se calcula la probabilidad para el árbol de fallas, en las tablas siguientes se resume el cálculo.

**Tabla 21.-** Eventos básicos con sus probabilidades del árbol de fallas por bajo nivel en la torre DA-3801.

Evento básico	Probabilidad
Obstrucción de filtros	1.00E-05
Mantenimiento M.A.A	1.00E-03
Incrustaciones	1.00E-03
No flujo de agua amarga	1.00E-03
Falsa señal	1.00E-05
Falla eléctrica	1.00E-05
Refaccionamiento inadecuado	1.00E-03
Diseño no apropiado a lo especificado.	1.00E-07
Revisión del diseño M.A.A	1.00E-05
No se aplica el M.A.A	1.00E-03
M.P.P deficiente	1.00E-03



Evento básico	Probabilidad
Mantenimiento M.A.A	1.00E-03
Falta de entrenamiento técnico	1.00E-05
Distracción del operador	1.00E-03
Obstrucción de filtros	1.00E-05

Tabla 22.- Cálculo de conjuntos mínimos y probabilidad de bajo nivel en la torre agotadora DA-3801.

Conjunto mínimo	Probabilidad de ocurrencia del conjunto	Porcentaje de ocurrencia (%)
C1= B1	1.00E-05	0.165
C2= B2*B3	1.00E-08	16.52
C4= B4	1.00E-07	0.165
C5= B5	1.00E-05	0.001
C6= B6	1.00E-03	0.165
C7= B7	1.00E-03	16.52
C8= B8	1.00E-05	16.52
C9= B9	1.00E-03	0.165
C10= B10	1.00E-03	16.52
C11= B11	1.00E-05	16.52
C12= B12	1.00E-03	0.165
C13= B13	1.00E-03	0.165
C14= B14	1.00E-05	16.52
<b>PROBABILIDAD = 6.05E-03 (0.6 veces en 100 años)</b>		<b>100%</b>

Si la probabilidad P se calcula con:

$$P = 1 - \exp(-\lambda t)$$

El cálculo de la frecuencia resulta: **6.07E-03 veces al año.**



### 3.4- ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

El análisis de consecuencias (AC) nos proporciona información sobre los efectos que se producirían en caso de una explosión, ruptura de un recipiente, una línea de proceso, una explosión o incendio de una nube de gas no confinada, también los efectos por una fuga de material tóxico. Las explosiones e incendios pueden causar daños por quemaduras directas o por radiación térmica, daños por proyectiles o por ondas de presión. En el capítulo II, sección 2.3.2 se describen con más detalle los conceptos relacionados con el análisis de consecuencias.

Los escenarios aquí descritos, son supuestos y se seleccionan de acuerdo a la importancia, toxicidad, capacidad o inflamabilidad de las sustancias que maneje el equipo y conforme al registro de los incidentes ocurridos dentro la planta, con la finalidad de mostrar los daños que pueden ocasionarse por eventos de esta naturaleza.

Se seleccionaron dos escenarios para el análisis de consecuencias que a continuación se describen:

1. Fuga de agua amarga en la descarga de la bomba de carga GA-3805.
2. Fuga de agua amarga en el Tanque Acumulador FA-3801.

Cabe mencionar que los escenarios seleccionados para el análisis de consecuencias, solo son hipotéticos.

Para el análisis de consecuencias en la planta se utilizó un software especializado para simular los eventos y determinar los radios de afectación, conocido como **PHAST** (Process Hazard Analysis Software Tools) **versión 6.0**. Este software es aceptado en México por el Instituto Nacional de Ecología (**INE**) y las compañías aseguradoras, en los Estados Unidos por la Agencia de Protección Ambiental (**EPA**) y



la Administración de Salud y Seguridad Ocupacional (OSHA), para la determinación de consecuencias en una evaluación de riesgo.

### 3.4.1-CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

A continuación se describen las consideraciones para la simulación y obtención de resultados del análisis de consecuencias:

1. - Para la generación de eventos se utilizaron las siguientes fuentes:
  - a) Los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología HazOp.
  - b) El registro de incidentes y accidentes de la planta.
2. - Las composiciones de las mezclas consideradas para este estudio, fueron tomadas de los balances de materia obtenidos de los diagramas de flujo de proceso (DFP) de la planta.

Adicionalmente, para realizar las simulaciones en el software PHAST se tomaron las siguientes consideraciones:

- a) El orificio formado por corrosión en bridas, sellos de las válvulas y en las líneas analizadas es de forma regular y de un diámetro determinado. El diámetro equivalente del orificio varía desde 3.17 mm (0.125") hasta 12.70 mm (0.5"); para todos los escenarios se considera un orificio de 0.50" de diámetro.
- b) Las condiciones de presión y temperatura se tomaron de los diagramas de flujo de proceso de cada equipo.
- c) Se contempló un tiempo máximo para la detección y control de la fuga de 10 minutos, tomando en cuenta las siguientes consideraciones: tiempo máximo para la detección del evento por parte del personal de PEMEX y tiempo que



ocupa el personal de mantenimiento u operación para llegar al lugar exacto de la fuga y controlarla.

- d) Se consideró para las condiciones del lugar donde se encuentra la refinería una temperatura ambiental media del área de 27 °C, temperatura máxima de 40 °C, una humedad relativa media anual de 67% y con velocidad del viento promedio de 5.5 m/s.
- e) Para determinar los radios de afectación por materiales tóxicos, radiación térmica y por niveles de sobrepresión se toma como base los criterios establecidos por el INE (Instituto Nacional de Ecología), en las tablas siguientes se indican tales criterios.

Tabla 23.- Criterios por el INE para análisis de riesgos.

	<b>TOXICIDAD (CONCENTRACIÓN)</b>	<b>INFLAMABILIDAD (RADIACIÓN TÉRMICA)</b>	<b>EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESIÓN)</b>
<b>Zona de Alto Riesgo</b>	IDLH	5 KW/m <sup>2</sup> o 1,500 BTU/Pie <sup>2</sup> h	1.0 lb/plg <sup>2</sup>
<b>Zona de Amortiguamiento</b>	TLV <sub>8</sub> o TLV <sub>15</sub>	1.4 KW/m <sup>2</sup> o 440 BTU/Pie <sup>2</sup> h	0.50 lb/plg <sup>2</sup>

IDLH: Inmediately Dangerous to Life and Health (Concentración Inmediatamente Peligrosa para la Vida y la Salud)

TLV: Treshold Limit Value (Valor Límite Crítico), ya sea para 15 minutos o para una jornada de ocho horas.

Además se determinan afectaciones para puntos de interés. Las zonas de alto riesgo y amortiguamiento son presentados en forma gráfica en el diagrama de localización de equipos de la planta o en el de la refinería cuando se tienen zonas de afectación que alcance a plantas vecinas. En las tablas siguientes se muestran efectos por diferentes niveles de radiación térmica y sobrepresión, tanto para personas y a instalaciones.

Tabla 24.- Niveles de radiación.<sup>(6)</sup>

RADIACIÓN	DESCRIPCIÓN
1.4 kW/m <sup>2</sup> (440 BTU/h/ft <sup>2</sup> )	Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día. Este límite se considera como zona de Amortiguamiento.
5.0 kW/m <sup>2</sup> 1,268 BTU/h/ft <sup>2</sup> )	Nivel de radiación térmica suficiente para causar daños al personal si no se protege adecuadamente en 20 segundos, sufriendo quemaduras hasta de 2º grado sin la protección adecuada. Esta radiación será considerada como límite de zona de Alto Riesgo.

Tabla 25.- Niveles de sobrepresión.<sup>(6)</sup>

PRESIÓN	DESCRIPCIÓN
0.5 psi (0.035 bar)	La sobrepresión a la que se presentan rupturas del 10% de ventanas de vidrio y algunos daños a techos; este nivel tiene la probabilidad del 95% de que no ocurran daños serios. Esta área se considerará como límite de la zona de Amortiguamiento.
1 psi (0.07 bar)	Es la presión en la que se presenta destrucción parcial de casas y daños reparables a edificios; provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles. De 0,5 a 1 lb/pulg <sup>2</sup> se considerará como la zona de Alto Riesgo.

Tabla 26.- Daños en plantas y refinerías.<sup>(8)</sup>

PRESIÓN (psig)	EVALUACIÓN DE DAÑOS POR EXPLOSIONES	
	REFINERÍAS	PLANTAS
0.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuarto de control (construcción de concreto y estructura de fierro): rotura de ventanas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuarto de control (techo metálico): rotura de ventanas y medidores.</li> <li>- Cuarto de control (techo de concreto): rotura de ventanas y medidores.</li> <li>- Torre de enfriamiento: falla de mamparas.</li> </ul>
1.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuarto de control (construcción de concreto y estructura de fierro): deformación de la estructura.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuarto de control (techo metálico): conectores dañados por colapso del techo.</li> <li>- Cuarto de control (techo de concreto): dañados por colapso del techo.</li> <li>- Tanques de almacenamiento (techo cónico): colapso del techo.</li> </ul>
2.0		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Calentador: fractura de ladrillos.</li> <li>- Reactor químico: rotura de ventanas y medidores.</li> <li>- Filtros: falla de paredes de concreto.</li> </ul>
3.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Edificio de mantenimiento: deformación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tanque de almacenamiento (techo cónico): el equipo se levanta (llenado al 50%).</li> <li>- Cubículo de instrumentos: líneas de fuerza dañadas, controles dañados.</li> </ul>
5.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Torre de regeneración: deformación de la columna.</li> <li>- Edificio de mantenimiento: derrumbe de muros de tabique, deformación de la estructura.</li> <li>- Tuberías: derrumbe de la estructura y rompimiento de líneas.</li> <li>- Tanques de almacenamiento (techo cónico y techo flotante): levantamiento de tanques llenos o medio llenos, dependiendo de su capacidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Calentador: unidad destruida.</li> <li>- Regenerador: marcos colapsados.</li> <li>- Motor eléctrico: daño por proyección de partículas.</li> <li>- Ventilador: carcaza y caja dañadas.</li> </ul>



Tabla 26.- Continuación.

PRESIÓN (psig)	EVALUACIÓN DE DAÑOS POR EXPLOSIONES	
	REFINERIAS	PLANTAS
7.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Torre rectangular (estructura de concreto): derrumbe de la estructura y la torre.</li> <li>- Torre de vacío octagonal (estructura de concreto): fractura de la estructura.</li> <li>- Torre fraccionadora: (montada sobre pedestal de concreto) caída de la torre.</li> <li>- Torre de regeneración derrumbe de la estructura y la torre.</li> <li>- Torre de vacío octagonal (estructura de concreto): fractura de la estructura, (estructura de acero) caía de la torre.</li> <li>- Tanques de almacenamiento esférico: deformación de la estructura en tanques llenos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reactor catalítico: partes internas dañadas.</li> <li>- Columna fraccionadora: unidad destruida.</li> </ul>
10.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuarto de control (construcción de concreto y estructura de fierro): derrumbe de estructura de fierro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuarto de control (techo de concreto): unidad destruida.</li> <li>- Transformados eléctrico: unidad destruida.</li> <li>- Ventilador: unidad destruida.</li> <li>- Regulador de gas: controles dañados, carcaza y caja dañadas.</li> <li>- Columna de extracción: la unidad se mueve de sus cimientos.</li> </ul>
20.0		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tanque de almacenamiento (techo flotante): colapso del techo.</li> </ul>
30.0		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Motor eléctrico: la unidad se mueve de sus cimientos.</li> <li>- Turbina de vapor: la unidad se mueve de sus cimientos.</li> </ul>





### 3.4.2- DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ACCIDENTE

A continuación se describen los escenarios de incendio, explosión y dispersión de nube tóxica seleccionados, fundamentos y efectos, así como también los modelos de evaluación de riesgos usados para cada uno de ellos.

Tabla 27.- Descripción de escenarios de incendio y explosión.

ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS						
TIPO DE ESCENARIO	CAUSA Y FUNDAMENTO	EFECTOS CONSIDERADOS				MODELO DE EFECTO UTILIZADO
		RT	OP	P	T	
1. Fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.	La bomba de carga de agua amarga al agotador DA-3801, puede presentar fugas por represionamiento en la descarga ya sea por bloqueos cerrados, por cierre de la válvula FV-3801 con afectaciones al sello mecánico o por empaque mal instalado o dañado.				X	1. Modelo de dispersión de nube tóxica.
2. Fuga de agua amarga en el tanque acumulador FA-3801.	La fuga en el tanque acumulador se puede presentar en la línea de drenaje ya que a esta línea se le puede hacer un orificio debido a la corrosión de la tubería.				X	1. Modelo de dispersión de nube tóxica.

RT: Radiación Térmica

OP: Onda de Presión

P: Projectiles

T: Toxicidad



### 3.4.3- DATOS REQUERIDOS PARA CADA ESCENARIO

A continuación se anexan en las siguientes tablas los datos requeridos para simular en el software Phast los escenarios de accidentes seleccionados.

**Tabla 28.-** Datos para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.

Parámetro	Valor
Escenario	Fuga
Material	Agua amarga (Agua, H <sub>2</sub> S y NH <sub>3</sub> )
Temperatura de operación	40 °C
Presión de operación	6.9 kg/cm <sup>2</sup>
Masa de material	1,626 kg
Humedad relativa	67%
Temperatura ambiente promedio	27°C
Temperatura ambiente máxima	40°C
Velocidad del viento mín.	20 Km/hr
Dirección del viento dominante / reinante	De N.E a S.O/De S.E a N.O
Altura sobre el nivel del mar	327 m

**Tabla 29.-** Fuga de agua amarga en el tanque acumulador FA-3801.

Parámetro	Valor
Escenario	Fuga
Material	Agua amarga (H <sub>2</sub> S y NH <sub>3</sub> )
Temperatura de operación	40 °C
Presión de operación	1.03 kg/cm <sup>2</sup>
Masa de material	8576.82 kg
Humedad relativa	67%
Temperatura ambiente promedio	27°C
Temperatura ambiente máxima	40°C
Velocidad del viento mín.	20 Km/hr
Dirección del viento dominante / reinante	De N.E a S.O/De S.E a N.O
Altura sobre el nivel del mar	327 m



# CAPÍTULO IV

# RESULTADOS Y RECOMENDACIONES



## 4- RESULTADOS Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE RIESGOS

### 4.1- RESULTADOS Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS HAZOP

Del análisis HazOp realizado en la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas, se obtuvo como resultado una serie de recomendaciones, en orden jerárquico, los escenarios en los cuales están fundamentados están numerados y se sugiere revisar las hojas de registro de las sesiones HazOp. Si se desea saber cual es el escenario del que se emite la recomendación ver el Anexo C.

En la tabla de registro de recomendaciones se incluye la columna de frecuencia y gravedad para hacer notar a que rubro pertenece la consecuencia; ya sea por seguridad a la vida, daños a las instalaciones, daños al medio ambiente o daños a la operación y para esto se utiliza las siguientes abreviaturas:

**S. a la V.:** Seguridad a la vida

**INST.:** Daños a las instalaciones

**M. AMB.:** Daños al medio ambiente

**OPER.:** Daños a la operación.

La tabla de recomendaciones obtenidas se encuentra en el Anexo B.

### 4.2- RESULTADOS Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS

A continuación se presenta los resultados obtenidos en el análisis de árbol de fallas, los cálculos detallados se presentan en el Capítulo III de este reporte y en el Anexo E, se pueden consultar los diagramas de árbol de fallas.



#### 4.2.1- ESCENARIO No. 1

##### Fuga de agua amarga en la bomba GA-3805

Los resultados y recomendaciones para el árbol de fallas realizado para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba GA-3805, se muestran en la tabla 30. Se tiene una probabilidad de  $8.06E-03$  y una frecuencia de  $8.09E-03$  al año. Si se expresa la probabilidad de este evento en por ciento, se tiene 0.008 % de probabilidad de ocurrencia del escenario supuesto.

**Tabla 30.-** Recomendaciones para el árbol de fallos para el escenario de fuga de agua amarga en la bomba GA-3805.

ESCENARIO	PROBABILIDAD	RECOMENDACIÓN
1. Fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805.	$8.06E-03$	1. Instalar sellos dobles a la bomba GA-3805 y su relevo.
	<b>FRECUENCIA</b> $8.09E-3$ fallas por año.	2. Configurar lógico para sacar de operación la bomba GA-3805 y GA-3805R por bajo flujo en la descarga. 3. Contar con el refaccionamiento mínimo para las bombas GA-3805. 4. Continuar con el programa de rotación de equipo dinámico.

Para este escenario el nivel de riesgo es aceptable ya que se tiene una probabilidad que equivale a 0.806 fallas en 100 años, mismos que la planta no opera.

#### 4.2.2- ESCENARIO No. 2

##### Bajo nivel en la torre DA-3801

Los resultados y recomendaciones para el árbol de fallas para el escenario de bajo nivel en la torre DA-3801, se muestran en la tabla 31. Se calcula una probabilidad de  $6.05E-03$  y una frecuencia de  $6.07E-03$  al año.



Si se expresa la probabilidad de este evento en por ciento, se tiene que 0.006% de probabilidad de que ocurra el escenario propuesto.

**Tabla 31.-** Recomendaciones para el árbol de fallos por bajo nivel en la torre DA-3801.

ESCENARIO	PROBABILIDAD	RECOMENDACIÓN
2. Bajo nivel en la torre DA-3801.	6.05E-03	1. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a instrumentos
	<b>FRECUENCIA</b> 6.07E-03 fallas por año	2. Continuar con el programa de capacitación al personal operativo.

El riesgo se acepta para este escenario por el nivel de probabilidad calculado, además las protecciones con que cuenta el sistema se mantiene con programas de mantenimiento mismos que pueden reducir a un más la posibilidad de fallas y continuar la operación en forma segura.

En el Anexo E, se pueden consultar los diagramas de árbol de fallas.

### 4.3- RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

A continuación se presentan los resultados obtenidos del análisis de consecuencias. Los diagramas representativos de los escenarios consideradores se encuentran en el Anexo F.

#### 4.3.1- ESCENARIO No. 1

##### Fuga de agua amarga en la bomba de carga GA-3805

En esta sección se muestran los resultados del cálculo del escenario de fuga de agua amarga en la bomba GA-3805, ya sea por daños al sello mecánico provocado por un presionamiento en la descarga o por empaques en mal estado o mal



instalados. La duración de la descarga puede ser cambiada según la respuesta para mitigar la fuga, para este caso se consideró que la respuesta será de 10 minutos, ya que durante este tiempo se espera que se controle la fuga, se estima un flujo de la fuga de 2.71 kg/s por un orificio de 0.5 pulgadas de diámetro.

**Tabla 32.-** Velocidad de descarga de agua amarga.

Flujo de descarga	2.71 kg/seg
Duración de descarga	600 seg (10 min)
Cantidad descargada (inventario)	1626 Kg
Velocidad en el orificio	36.321 m/s
Estado del material	Líquido

Bajo las condiciones de operación de la bomba se produce un charco de líquido con los siguientes resultados de vaporización.

**Tabla 33.-** Resultados de la vaporización del charco de agua amarga.

	<b>Categoría F. 1.5 m/s</b>	<b>Categoría D. 1.5 m/s</b>	<b>Categoría F. 5.5 m/s</b>
<b>Duración de la fuga (s)</b>	600	600	600
<b>Velocidad de vaporización del charco (kg/s)</b>	0.056	0.072	0.057
<b>Flujo de vapor del charco al ambiente (kg/s)</b>	1.85	1.74	2.06
<b>Radio Máx. del charco (m)</b>	4.14	4.38	3.60

Debido a la vaporización o desprendimiento del ácido sulfhídrico y amoniaco se tiene el riesgo de una dispersión tóxica, para este caso se tienen los siguientes resultados considerando que se tiene mayor cantidad de ácido sulfhídrico que de amoniaco.

**Tabla 34.-** Zona de alto riesgo y de amortiguamiento por fuga de agua amarga en la bomba GA-3805.

Dispersión de H <sub>2</sub> S	Distancia en metros		
	Categoría F. 1.5 m/s	Categoría D. 1.5 m/s	Categoría F. 5.5 m/s
	<b>ZONA DE ALTO RIESGO</b>		
<b>IDLH (300 ppm)</b>	317.30 m	263 m	295.70 m
	<b>ZONA DE AMORTIGUAMIENTO</b>		
<b>TLV<sub>15</sub> (15ppm)</b>	Después de 320 m	Después de 265 m	Después de 300 m

A una distancia de 295.70 m se considera la zona de alto riesgo, debido a una nube toxica, la cual puede ocasionar lesiones graves al personal o hasta la muerte, principalmente al de la planta de aguas amargas, a la planta de tratamiento de agua, así como daños al medio ambiente.

Después de 300 m se considera la zona de amortiguamiento, en esta zona el personal no corre ningún peligro, ya que a esta distancia la nube toxica se empieza a disipar en el aire alcanzando una concentración de 15 ppm.

En la zona de amortiguamiento se encuentran la planta de servicios auxiliares, materias primas, talleres de mantenimiento, el auditorio, oficinas de recepción y las oficinas administrativas.

### 4.3.2- ESCENARIO No. 2

#### Fuga de agua amarga en el tanque acumulador FA-3801

Los resultados del cálculo del escenario "fuga de agua amarga en el tanque acumulador FA-3801", puede ser ocasionado por la corrosión de una línea, produciendo un orificio de 12,7 cm de diámetro. Intencionalmente se asume que la





fuga tiene una duración de 10 minutos. En la tabla siguiente se muestran los resultados del cálculo de la fuga.

**Tabla 35.-** Velocidad de descarga de agua amarga.

Flujo de descarga	14.2947 kg/seg
Duración de descarga	600 seg
Cantidad descargada (inventario)	8576.82 Kg
Velocidad en el orificio	192,29 m/s
Estado del material	Líquido

Bajo las condiciones de operación del tanque acumulador se produce un charco de líquido con los siguientes resultados de vaporización.

**Tabla 36.-** Resultados de la vaporización del charco de agua amarga.

	<b>Categoría F. 1.5 m/s</b>	<b>Categoría D. 1.5 m/s</b>	<b>Categoría F. 5.5 m/s</b>
<b>Duración de la fuga (s)</b>	600	600	600
<b>Velocidad de vaporización del charco (kg/s)</b>	0.0115	0.0111	0.00457
<b>Flujo de vapor del charco al ambiente (kg/s)</b>	12.63	12.67	13.39
<b>Radio Máx. Del charco (m)</b>	2.72	2.68	1.998

Debido al desprendimiento del ácido sulfhídrico y amoniaco se tiene el riesgo de que estas sustancias se dispersen formando una nube tóxica para este caso se considera para la zona de alto riesgo y amortiguamiento que la cantidad de ácido sulfhídrico es mayor, por lo cual se tienen los siguientes resultados:



**Tabla 37.-** Zona de alto riesgo y de amortiguamiento por fuga de agua amarga en el tanque acumulador FA-3801.

Dispersión de H <sub>2</sub> S	Distancia en metros		
	Categoría F. 1.5 m/s	Categoría D. 1.5 m/s	Categoría F. 5.5 m/s
	<b>ZONA DE ALTO RIESGO</b>		
<b>IDLH (300ppm)</b>	686.713 m	645.702 m	417.028 m
	<b>ZONA DE AMORTIGUAMIENTO</b>		
<b>TLV<sub>15</sub> (15ppm)</b>	Después de 690 m	Después de 646 m	Después de 418 m

A una distancia de 417 m se considera la zona de alto riesgo, debido a una nube toxica, la cual puede ocasionar lesiones graves al personal o hasta la muerte, principalmente a los de la planta de tratamiento de aguas, servicios auxiliares y el mismo personal de la planta de tratamiento de aguas amargas, así como daños al medio ambiente.

Después de 418 m se considera la zona de amortiguamiento, en esta zona el personal no corre ningún peligro, ya que a esta distancia la nube toxica se empieza a disipar en el aire.

En esta zona se encuentran el área de materias primas, talleres de mantenimiento, el auditorio, oficinas, oficinas del IMP, oficinas de recepción y las oficinas administrativas.

### 4.3.3- DIAGRAMAS DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

La tabla siguiente muestra los diagramas representativos de cada uno de los escenarios de consecuencias descritos anteriormente:

**Tabla 38.-** Diagramas de análisis de consecuencias.

<b>DIAG. NUM.</b>	<b>NOMBRE</b>
AC-AA6-01	Fuga de agua amarga por sellos de la bomba GA-3805
AC-AA6-02	Fuga de agua amarga en el Tanque de Acumulador FA-3801

Los diagramas de análisis de consecuencias se pueden consultar en el Anexo F.



# CAPÍTULO V



## CONCLUSIONES

No hay ninguna cosa que se haga sin ningún riesgo, nada puede hacerse 100% seguro. Un riesgo no se puede medir exactamente con precisión, pero sí puede ser estimado con suficiente aproximación.

En las últimas décadas, la industria química se ha desarrollado a un ritmo acelerado y en muchos países representa uno de los principales factores de progreso económico, además de los beneficios potenciales. Por otro lado se han incrementado significativamente los accidentes durante la producción, manipulación, uso, transporte, almacenamiento y disposición de sustancias químicas, con el consiguiente daño en la salud de la población, el ambiente y las propiedades.

Hoy en día la sociedad ejerce una presión cada día mayor para que se establezcan normas perfeccionadas de seguridad. Provocando que la industria química, de refinación y petroquímica de todo el mundo desarrolle una política más adecuada para disminuir los riesgos, mediante el desarrollo de nuevas tecnologías y procesos, así como mediante la prevención y control de riesgos utilizando técnicas más especializadas de identificación, evaluación de riesgos y mejora de los sistemas administrativos.

La probabilidad y consecuencias de un accidente se reducen si el PELIGRO, en sus causas y efectos está identificado. Son importantes también, los estudios sobre las consecuencias de un accidente con los efectos encadenados que se pueden producir.

Petróleos Mexicanos ha incorporado la seguridad industrial como parte esencial de su política empresarial. Se ha comprometido, por medio de su política de seguridad y protección ambiental, a administrar los riesgos inherentes a sus actividades para proteger la seguridad de sus empleados, de sus instalaciones y de las comunidades



cercanas a sus centros de trabajo. El análisis de riesgos en la industria petrolera es importante, ya que para las aseguradoras es un requisito indispensable que se debe cumplir.

El análisis de riesgos permite justificar las decisiones tomadas. No basta con que una decisión sea correcta, sino que debe en lo posible ser atendida como tal por los distintos grupos afectados. La finalidad principal es verificar que las instalaciones, en operación y mantenimiento sigan las normas establecidas. Además, permitirán óptimos procedimientos de operación, planes de arranque y paro de emergencia, sistemas de entrenamiento, programas de mantenimiento, etc. Estas revisiones de seguridad deben entenderse siempre como un complemento de las inspecciones rutinarias y deben partir siempre de un espíritu de colaboración para conseguir la operación de la planta en las mejores condiciones posibles de seguridad.



## BIBLIOGRAFÍA

1. American Institute Chemical Engineer, AIChE, Curso de Análisis de Riesgos y Operabilidad "HazOp", 1998.
2. Crowl, D. A. y Louvar, J. F., Chemical Process Safety, Fundamentals With Applications, Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1990.
3. Diseño de una columna de oxidación para tratamiento de aguas amargas, Tesis de Licenciatura UNAM, Ciudad de México, 1981.
4. Dow Chemical Company – AIChE, Dow's Fire and Explosion Index Hazard Clasification Guide, 6° Edit., American Institute of Chemical Engineers, New York.
5. Empleo de un sistema de tratamiento de aguas amargas generadas en una refinería de petróleo con el objeto de prevenir y controlar la contaminación de cuerpos receptores de aguas de desecho, Tesis de Licenciatura UNAM, Ciudad de México, 1978.
6. Estudio sobre el tratamiento de aguas amargas de la refinería Ing. Antonio M. Amor de Salamanca Gto., Tesis de Licenciatura UNAM, Ciudad de México, 1971.
7. Hauptmanns, U., Análisis de Árbol de Fallos, De Bellaterra Barcelona, 1986.
8. Lees F., "Loss Prevention in the Process Industries", Vols.1-2, Butterworths, London, 1985.
9. Manual de Análisis de Riesgos de la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa.



10. Manual de Operación de la Planta de Aguas Amargas No. 6 del Sector Ecológico No. 10 de la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa.
11. Meshketi, N., *Critical Human and Organizational Factors: Considerations for Design and Operation of Petrochemical Plants*, SPE, Society Petroleum Engineers, 627- 634, 1991.
12. Santamaría Ramiro J. M., Braña Aisa P. A., *Análisis y reducción de riesgos en la industria química*, Editorial MAPFRE, España, 1994.
13. Sherrod R. M. and Early W. F., *Risk Assessment and Risk management for the chemical process industry, Hazard and Operability Studies*, Van Nostrand Reinhold, pp 112, 1991.
14. Bridges, W. G. and Williams, T.R., *Create Effective Safety Procedures and Operating Manuals*, Chemical Engineering Progress, 93 (12) : 23-37, 1997.
15. Brown, A. E. P., *Risk Analysis: An Investment in Engineering*, Process Safety Progress, 12 (3): 121 – 125, 1999.
16. Environmental Protection Agency (EPA), *Proposed Risk Management Program Regulations*, 40 CFR 68, Federal Register, 1994.
17. Environmental Protection Agency (EPA), *Why Accidents Occur: Insight from the Accidental Release Information Program*, EPA, Chemical Accident Prevention Bulletin, Washington, D. C., 1989.
18. *Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, Second Edition*, Center for Chemical Process Safety of the American Institute Of Chemical Engineers, New York, April, 1995.





19. Occupational Safety and Health Administration (OSHA), Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals, Final Rule, 29 CFR 1910.119, Federal Register, 1992.
20. Occupational Safety and Health Administration (OSHA), The Phillips 66 Company Houston Chemical Complex Explosion and Fire, OSHA, U.S. Department of Labor, Washington, D.C., 1990.
21. Peterson, R. R., Moving Toward Sustainable Development, Chemical Engineering Progress, 94 (1) : 57-61, 1999.
22. Prugh, R. W., Application of Fault Tree Analysis, Chemical Engineering Progress, 1980.
23. The Guidelines Process Quantitative Risk Analysis, Second Edition, Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, 2000.
24. Topf, M. D., Improve Employee Morale to Reduce Injuries, Chemical Engineering Progress, 94 (12) : 56-58, 1998.
25. Wallace, S. J., Take Action to Resolve Safety Recommendations, Chemical Engineering Progress, 95 (3) : 67-71, 1999.
26. Pagina web [www.pemex.qob.mx](http://www.pemex.qob.mx)
27. Pagina web [www.franquiciapemex.com](http://www.franquiciapemex.com)



# **ANEXO A**

# **DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO**

101-1-11-22

32-FA-3001  
TANQUE ACUMULADOR DEL AGOTADOR DE AGUA AMARRO

32-TY-3001  
TANQUE DE BALANCE DE AGUA AMARRO

32-CA-3001  
AGOTADOR DE AGUA AMARRO

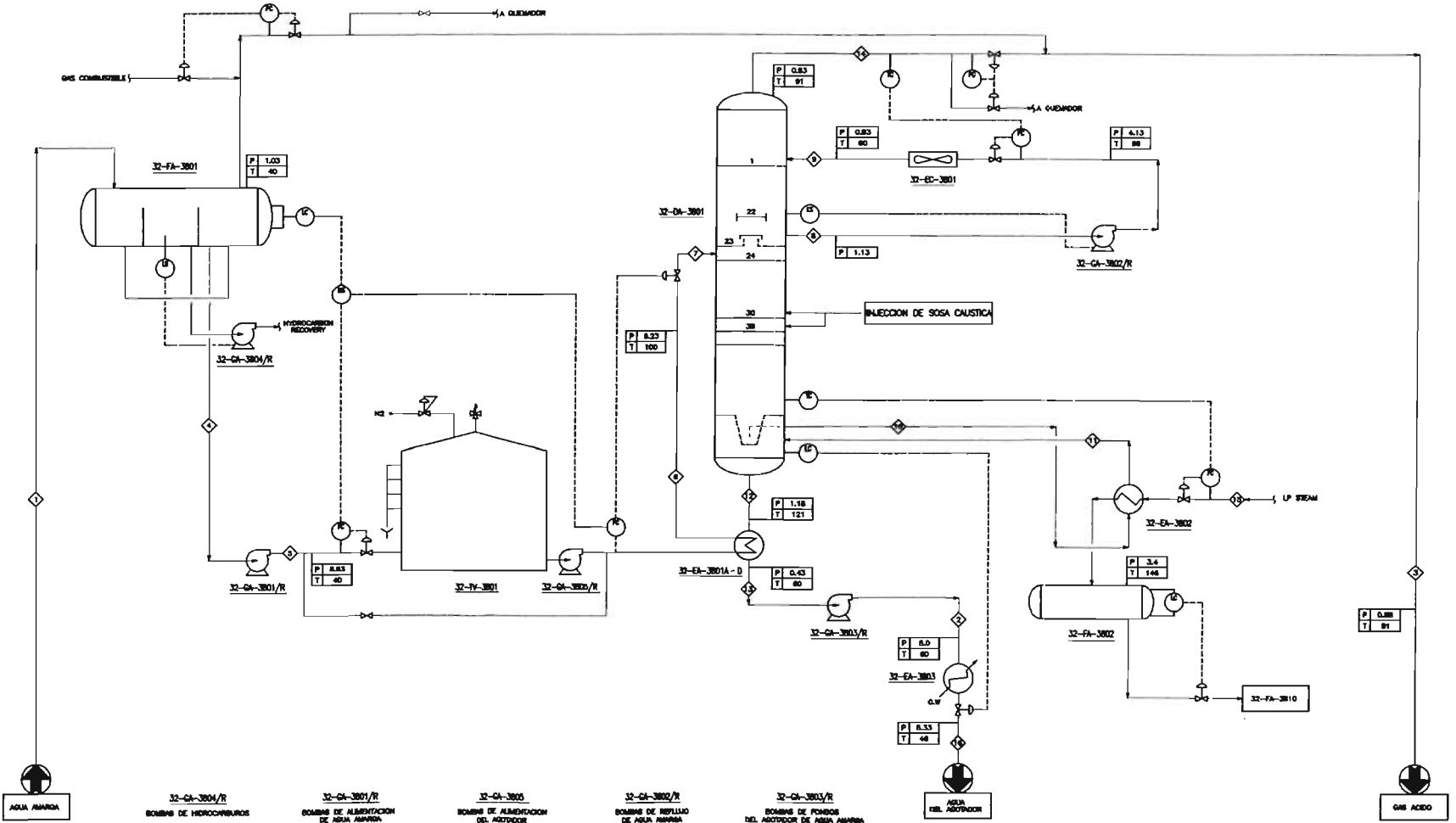
32-EA-3001A-D  
PRECALENTADOR DE ALIMENTACION FONDO DEL PRECALENTADOR DEL AGOTADOR DE AGUA AMARRO

32-ED-3001  
PRECALENTADOR DE AGUA DE ENFRIAMIENTO DEL AGOTADOR DE AGUA AMARRO

32-EA-3003  
INTERCAMBIADOR DE FONDOS DEL AGOTADOR DE AGUA AMARRO

32-EA-3002  
RECORRIDOR DEL AGOTADOR DE AGUA AMARRO

32-FA-3002  
RECORRIDOR DE CONDENSADO DE AGUA AMARRO



AGUA AMARRO

32-CA-3004/R  
BOMBAS DE HIDROCARBUROS

32-CA-3001/R  
BOMBAS DE ALIMENTACION DE AGUA AMARRO

32-CA-3005  
BOMBAS DE ALIMENTACION DEL AGOTADOR

32-CA-3002/R  
BOMBAS DE REFLUJO DE AGUA AMARRO

32-CA-3003/R  
BOMBAS DE FONDOS DEL AGOTADOR DE AGUA AMARRO

AGUA DEL AGOTADOR

GAS ACIDO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE QUIMICA  
CONALFAO C. LAB. 212

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO  
SISTEMA DE AGUA AMARRO

32-12-1-101



# ANEXO B

# REGISTRO DE MEDIDAS DE ANÁLISIS DE RIESGOS



## RECOMENDACIONES

### PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

No	Escenario Núm.	Síntesis Descriptiva	Frecuencia	Gravedad				Grado de Riesgo
				S. a la V.	INST.	M. AMB.	OPER.	
1.	11	Instalar filtro de carbón en la descarga de la válvula de seguridad PSV-3802 del domo del TV-3801.	2	C	D	C	D	C
2.	12,13, 14,16	Instalar sellos dobles en las bombas GA-3805/R.	2	C	D	C	D	C
3.	15,16	Instalar circuito cerrado para coleccionar la descarga de la PSV-3803 y PSV-3804 y purgas.	2	C	D	C	D	C
4.	16	Configurar lógico para sacar de operación la bomba GA-3805 y GA-3805/R por bajo flujo en la descarga.	2	C	C	C	D	C
5.	18,29, 30	Sustituir purgas y venteos por tapones sólidos en las tapas campana del cambiador EA-3801 A, B, C, D.	2	C	D	C	D	C



**RECOMENDACIONES**  
**PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS**

Continúa la lista de recomendaciones de la planta de tratamiento de aguas amargas.

No	Escenario Núm.	Síntesis Descriptiva	Frecuencia	Gravedad				Grado de Riesgo
				S. a la V.	INST.	M. AMB.	OPER.	
6.	18,29, 30	Colocar en purgas y venteos tapones sólidos.	2	C	D	C	D	C
7.	12	Adquirir detectores personales de H <sub>2</sub> S para el personal operativo de campo.	3	D	D	D	D	D



## RECOMENDACIONES

### PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

#### LISTA DE BUENAS PRÁCTICAS

El siguiente listado producto también del análisis de riesgos, son actividades que ya se realizan en la planta y se recomienda la continuación de su aplicación para el funcionamiento seguro de las instalaciones de la planta de tratamiento de aguas amargas.

No	Escenario Núm.	Síntesis Descriptiva	Frecuencia	Gravedad				Grado de Riesgo
				S. a la V.	INST.	M. AMB.	OPER.	
8.	10	Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a equipo dinámico.	3	D	D	D	D	D
9.	19,24	Continuar con el programa de mantenimiento preventivo mecánico.	3	D	D	D	D	D
10.	19	Continuar con el programa de rotación de equipo mecánico.	3	D	D	D	D	D
11.	20,22, 23,24, 25,26	Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.	3	D	D	D	D	D



## RECOMENDACIONES

## PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS AMARGAS

Continúa la lista de buenas prácticas de la planta de tratamiento de aguas amargas.

No	Escenario Núm.	Síntesis Descriptiva	Frecuencia	Gravedad				Grado de Riesgo
				S. a la V.	INST.	M. AMB.	OPER.	
12.	21	Implementar un programa de mantenimiento preventivo a los cambiadores EA-3801 A, B, C, D	3	D	D	D	D	D
13.	28	Instalar sellos dobles en las bombas GA-3803/R.	3	D	D	D	D	D





# **ANEXO C**

# **HOJAS DE REGISTRO HAZOP**



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 1. Tanque acumulador de agua amarga, FA-3801.

Diagramas: 32-12-1-102

Producto: Agua amarga e hidrocarburos.

Desviación: 1. Bajo nivel en el acumulador FA-3801.

LOI: 5%

LOS:

LSI:

LSS: 35%

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase	
1	1. Falla el controlador LIC-3801.	1. Bajo flujo en la succión de la bomba GA-3801.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.	1. No hay	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D
	2. Cavitación y daños al sello mecánico.	2. LG-3801A, LG-3801C						
	3. Presión de vacío y Colapso del acumulador FA-3801	3. PI-3803, PI-3804 en la descarga de las bombas.						
	4. Fugas de agua amarga.	4. HS 3801A/B, HS 3802A/B para arranque y paro de bombas desde el SCD.						
	5. Exposición al personal a altas concentraciones de ácido sulfhídrico.	5. PV-3801A/B en rango dividido para control de presión.						
	6. Contaminación ambiental.							
2	2. Bajo nivel de hidrocarburos por falla del LSL-3802.	1. Envío de agua amarga a slop.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.	1. No hay	2 (3)	4 (4)	7 (9)	D
			2. LG-3801B, LG-3806.					



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 1. Tanque acumulador de agua amarga, FA-3801.

Diagramas: 32-12-1-102

Producto: Agua amarga e hidrocarburos.

Desviación: 2. Alto nivel en el acumulador FA-3801.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
3 1. Alto nivel de hidrocarburos por falla de la bomba GA-3804.	1. Arrastre de hidrocarburos al TV-3801 o a la Torre Agotadora DA-3801.  2. Presionamiento de la Torre DA-3801.  3. Baja la temperatura del fondo de la Torre DA-3801.	1. Programa de mantenimiento preventivo a equipo mecánico.  2. Relevo de la bomba GA-3804.  3. Controlador LIC-3801.  4 LG-3801C.  5. Arranque en automático desde el SCD.	1. No hay.	2 (3)	4 (4)	7 (9)	D
4 2. Alto nivel de agua amarga por falla de la bomba GA-3801.	1. Incremento de nivel en el lado de hidrocarburos.  2. Envío de agua amarga a slop.  3. No hay flujo hacia el tanque acumulador TV-3801.	1. Programa de mantenimiento preventivo a equipo mecánico.  2. Bomba de relevo GA-3801 R.  3. Alarma por bajo nivel LAL-3802.  4. PI-3803, FI-3801.  5. TV-3801 de carga a la Torre Agotadora.	1. No hay.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D
5 3. Alto nivel de agua amarga por falla del LIC-3801.	1. Incremento de nivel en el lado de hidrocarburos.  2. Envío de agua amarga a slop.  3. Sobrecarga y disparo de la bomba GA-3801.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.  2. LG-3801C.  3. FI-3801  4. Bomba de relevo.	1. No hay.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 1. Tanque acumulador de agua amarga, FA-3801.

Diagramas: 32-12-1-102

Producto: Agua amarga e hidrocarburos.

Desviación: 2. Alto nivel en el acumulador FA-3801.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
	4. No hay flujo hacia el tanque acumulador TV-3801.	5. LAH-3801. 6. LI-3806 con alarma por alto nivel en el FA-3801.					
6 4. Alto nivel de hidrocarburos por falla del LSH-3801.	1. Arrastre de hidrocarburos al TV-3801 o a la Torre Agotadora DA-3801. 2. Presionamiento de la Torre DA-3801. 3. Baja la temperatura del fondo de la Torre DA-3801.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos. 2. Alarma por alto nivel LAH-3801. 3. Indicador visual de nivel LG-3801 A/B. 4. Indicador de nivel LI-3806.	1. No hay	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 2. De la succión de la bomba GA-3810A/B, al TV-3801

Diagramas: 32-12-1-102

Producto: Agua amarga

Desviación: 1. Bajo flujo en la succión de GA-3801		LOI:	LOS:	LSI:	LSS:			
Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase	
7	1. Taponamiento en la coladera o strainer de succión de la bomba GA-3801.	1. Baja el flujo en la succión de la GA-3801.	1. Programa de reparación general de plantas.	1. No hay.	2 (2)	3 (4)	6 (7)	D
		2. Cavitación y daños al sello mecánico.	2. Bomba de relevo GA-3801 R.					
		3. Fugas de agua amarga.	3. Indicador de flujo FI-3801 en la descarga.					
		4. Exposición al personal a altas concentraciones de ácido sulfhídrico.	4. Indicador de Presión PI-3803					
		5. Contaminación ambiental.						
8	2. Bajo nivel en el tanque acumulador FA-3801.	1. Baja el flujo en la succión de la GA-3801.	1. Indicador de nivel LI-3806 con alarma por bajo nivel LAL-3806.	1. No hay.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D
		2. Cavitación y daños al sello mecánico.	2. Controlador LIC-3801 con alarma por bajo nivel LAL-3801.					
		3. Fugas de agua amarga.	3. Indicador visual de nivel LG-3801C.					
		4. Exposición al personal a altas concentraciones de ácido sulfhídrico.	4. Mascarilla con suministro de aire de instrumentos.					
		5. Contaminación ambiental.						



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 3. Tanque de balance TV-3801.

Diagramas: 32-12-1-102

Producto: Agua amarga.

Desviación: 1. Alto nivel en el TV-3801.

LOI: 10%

LOS:

LSI:

LSS: 90%

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
9 1. Falla de la bomba GA-3805.	1. Venteo ácido sulfhídrico a la atmósfera. 2. Contaminación ambiental.	1. Programa de mantenimiento preventivo a equipo dinámico. 2. Bomba de relevo GA-3805 R. 3. Válvula de seguridad PSV-3802. 4. Indicador visual de nivel en el tanque TV_3801.LG-3801D/E. 5. Indicador de nivel LI-3807 en el SCD. 6. By Pass del TV-3801.	1. No hay.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 3. Tanque de balance TV-3801.

Diagramas: 32-12-1-102

Producto: Agua amarga.

Desviación: 2. Bajo nivel en el TV-3801.

LOI: 10%

LOS:

LSI:

LSS: 90%

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
10 1. Falla de las bombas GA-3801.	1. Bajo flujo a la succión de la bomba GA-3805. 2. Cavitación y daños al sello mecánico. 3. Presión de vacío y colapso del tanque TV-3801. 4. Fugas de agua amarga. 5. Daños al personal por exposición de H2S. 6. Contaminación ambiental.	1. Bomba de relevo GA-3801 R. 2. Programa de mantenimiento preventivo a equipo dinámico. 3. Indicador visual de nivel LG-3801D/E. 4. Indicador de nivel LI-3807 en SCD. 5. Válvula de presión vacío PSV-3802. 6. Indicador de presión PI-3814 en el TV-3801. 6. Nitrógeno con la válvula PCV-3801.	1. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a equipo dinámico.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D



**Planta:** Agotadora de aguas amargas

**Circuito:** 1. De carga de agua amarga.

**Fecha:**

**Nodo:** 3. Tanque de balance TV-3801.

**Diagramas:** 32-12-1-102

**Producto:** Agua amarga.

**Desviación:** 3. Vento inadecuado.

**LOI:**

**LOS:**

**LSI:**

**LSS:**

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
11 1. La descarga de la PSV-3802 se encuentra a la altura del tanque TV-3801 (en el domo).	1. Contaminación del ambiente con H <sub>2</sub> S.  2. Malos olores en cuarto de control, debido a que el sistema de aire acondicionado succiona en un punto cercano al TV-3801.	1. No hay.	1. Instalar filtro de carbón en la descarga de la válvula de seguridad PSV-3802 del domo del TV-3801.  PENDIENTE	1 (1)	4 (4)	6 (6)	C





Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 4. De la succión de la bomba GA-3805, al EA-3801A/D a la torre agotadora DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-102, 32-12-1-103 y 32-12-1-104

Producto: Agua amarga.

Desviación: 1. Bajo flujo de succión		LOI:	LOS:	LSI:	LSS:			
Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase	
12	1. Taponamiento de la coladera o strainer de la bomba GA-3805.	1. Cavitación y daños al sello mecánico de la GA-3805.	1. Programa de mantenimiento preventivo a equipo dinámico.	1. Instalar sellos dobles en las bombas GA-3805/R.  2. Adquirir detectores personales de H2S para el personal operativo de campo.	2	3	6	C
		2. Fugas de agua amarga.	2. Bomba de relevo GA-3805/R.		(2)	(3)	(6)	
		3. Daños al personal por exposición al ácido Sulfhídrico.	3. Indicador visual de nivel LG-3801 D/E.					
		4. Contaminación ambiental.	4. Indicador de nivel LI-3807 con alarma por bajo nivel LAL-3807.					
		5. Alto nivel en el tanque TV-3801.	5. Equipo de aire autónomo.					
13	2. Bajo nivel en el tanque de balance TV-3801.	1. Cavitación y daños al sello mecánico de la GA-3805.	1. Indicador visual de nivel LG-3801 D/E.	1. Instalar sellos dobles en las bombas GA-3805 R.	2	3	6	C
		2. Fugas de agua amarga.	2. Indicador de nivel LI-3807 con alarma por bajo nivel LAL-3807.		(2)	(3)	(6)	
		3. Daños al personal por exposición al ácido Sulfhídrico.	3. Equipo de aire autónomo..					
		4. Contaminación ambiental.	4. Recorridos en campo.					



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 4. De la succión de la bomba GA-3805, al EA-3801A/D a la torre agotadora DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-102, 32-12-1-103 y 32-12-1-104

Producto: Agua amarga.

Desviación: 2. Bajo flujo en la descarga.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
14	1. Obstrucción de tubos del precalentador de carga EA-3801 A o B.	1. Programa de reparación general de plantas. 2. Indicador PI-3807 y PI-3808 en la descarga de la bomba GA-3805. 3. HS-3805A/B y HS-3806A/B para arranque y paro de la bomba GA-3805 desde el SCD. 4. Válvula de seguridad PSV-3803 en la entrada de los EA-3801A/B. 5. Directo de los cambiadores EA-3801 A/B.	1. Instalar sellos dobles en las bombas GA-3805/R. 2. Instalar circuito cerrado para colectar la descarga de la PSV-3803 y PSV-3804 y purgas.	2 (2)	3 (3)	6 (6)	C
	2. Daños al sello mecánico por Represionamiento.						
	3. Fugas de agua amarga.						
	4. Daños al personal por exposición a altas concentraciones ácido sulfhídrico.						
	5. Contaminación ambiental.						
	6. Bajo flujo a la torre agotadora y calentamiento del fondo de la misma.						
	7. Paro de planta.						
15	2. Obstrucción de tubos del precalentador de carga EA-3801 C o D	1. Programa de reparación general de plantas. 2. Indicador PI-3807 y PI-3808 en la descarga de la bomba GA-3805. 3. HS-3805A/B y HS-3806A/B para arranque y paro de la bomba GA-3805 desde el SCD. 4. Válvula de seguridad PSV-	1. Instalar sellos dobles en las bombas GA-3805/R. 2. Instalar circuito cerrado para colectar la descarga de la PSV-3803 y PSV-3804 y purgas.	2 (2)	3 (3)	6 (6)	C
	2. Daños al sello mecánico por represionamiento.						
	3. Fugas de agua amarga.						
	4. Daños al personal por exposición a altas concentraciones ácido						



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 4. De la succión de la bomba GA-3805, al EA-3801A/D a la torre agotadora DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-102, 32-12-1-103 y 32-12-1-104

Producto: Agua amarga.

Desviación: 2. Bajo flujo en la descarga.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
	sulfhídrico.	3804 en la entrada de los EA-3801C/D.					
	5. Contaminación ambiental.	5. Directo de los cambiadores EA-3801 C/D.					
	6. Bajo flujo a la torre agotadora y calentamiento del fondo de la misma.						
	7. Paro de planta.						
16	3. Falla en cerrado la válvula FV-3802.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos. 2. Directo de la válvula FV-3802. 3. Indicador PI-3807 y PI-3808 en la descarga de la bomba GA-3805. 4. HS-3805A/B y HS-3806A/B para arranque y paro de la bomba GA-3805 desde el SCD. 5. Válvula de seguridad PSV-3803 en la entrada de los EA-3801 A/B. 6. Válvula de seguridad PSV-3804 en la entrada de los EA-3801C/D.	1. Instalar sellos dobles en las bombas GA-3805/R. 2. Instalar circuito cerrado para colectar la descarga de la PSV-3803 y PSV-3804 y purgas. 3. Configurar lógico para sacar de operación la bomba GA-3805 y GA-3805/R por bajo flujo en la descarga.	2 (2)	3 (3)	6 (6)	C



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 1. De carga de agua amarga.

Fecha:

Nodo: 4. De la succión de la bomba GA-3805, al EA-3801A/D a la torre agotadora DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-102, 32-12-1-103 y 32-12-1-104

Producto: Agua amarga.

Desviación: 3. Fugas		LOI:	LOS:	LSI:	LSS:			
Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase	
17	1. Degollamiento del arreglo de auto sello de la bomba GA-3805/R por vibración excesiva.	1. Fuga de agua amarga. 2. Daños al personal por exposición al H2S. 3. Contaminación ambiental.	1. No hay.	1. No hay.	3 (3)	3 (3)	7 (7)	D
18	2. Por daños al arreglo de venteo y/o purga de la tapa Campana del cambiador EA-3801 A, B, C, D durante el mantenimiento.	1. Fuga de agua desfleada. 2. Daños al personal por exposición al H2S. 3. Contaminación ambiental.	1. No hay	1. Sustituir purgas y venteos por tapones sólidos en las tapas campana del cambiador EA-3801 A, B, C, D. 2. Colocar en purgas y venteos tapones sólidos.	3 (3)	2 (2)	6 (6)	C



**Planta:** Agotadora de aguas amargas

**Círculo:** 2. De desorción de ácido sulfhídrico.

**Fecha:**

**Nodo:** 5. Torre agotadora DA-3801.

**Diagramas:** 32-12-1-104

**Producto:** Agua amarga.

**Desviación:** 1. Alto nivel en la DA-3801.

**LOI:**

**LOS:**

**LSI:**

**LSS:**

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
19 1. Falla de la bomba GA-3803.	1. Daños a internos de la Torre Agotadora DA-3801. 2. Paro de planta.	1. Programa de mantenimiento preventivo mecánico. 2. Bomba de relevo GA-3803/R. 3. Alarma por alto nivel LAH-3802. 4. Indicador visual de nivel LG-3802.	1. Continuar con el Programa de mantenimiento preventivo mecánico. 2. Continuar con el programa de rotación de equipo mecánico.	3 (3)	3 (4)	7 (9)	D
20 2. Falla en cerrado la válvula LV-3802.	1. Daños a internos de la Torre Agotadora DA-3801. 2. Paro de planta.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.	1. Continuar con el Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D
21 3. Taponamiento de tubos de lo precalentadores de agua amarga/agua desflepada, EA-3801 A o B o C o D.	1. Daños a internos de la Torre Agotadora DA-3801. 2. Bajo flujo en la succión de la bomba GA-3803. 3. Cavitación y daños al sello mecánico de la bomba GA-3803. 4. Incremento de consumo de vapor de calentamiento	1. By pass por bancos de cambiadores.	1. Implementar un programa de mantenimiento preventivo a los cambiadores EA-3801 A, B, C, D	2 (2)	4 (4)	7 (7)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 2. De desorción de ácido sulfhídrico.

Fecha:

Nodo: 5. Torre agotadora DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-104

Producto: Agua amarga.

Desviación: 2. Bajo nivel en la DA-3801.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
22 1. Falla del controlador LIC-3802 mandando a abrir al 100% la válvula LV-3802.	1. Bajo flujo de succión a la bomba GA-3803. 2. Cavitación y daños al sello mecánico. 3. Fuga de agua desflemada. 4. Contaminación ambiental.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos. 2. Indicador de nivel visual LG-3802. 3. Indicadores de presión en las descargas de la bombas. 4. Indicadores con alarmas por bajo flujo en limite de batería.	1. Continuar con el programa de mantenimiento a instrumentos.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 2. De desorción de ácido sulfhídrico.

Fecha:

Nodo: 5. Torre agotadora DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-104

Producto: Agua amarga.

Desviación: 3. Alta temperatura.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
23 1. Falla el Control de Temperatura TIC-3811 del fondo de la torre.	1. Daños en los internos de la Torre Agotadora DA-3801. 2. Paro de planta.	1. TI-3812 con alarma por alta temperatura. 2. Indicadores de campo y en el SCD de presión en la Torre PIC-3802.	1. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D
24 2. Falla de reflujo al domo de la torre agotadora DA-3801. a) Por falla de la bomba. b) Por falla del lazo de control.	1. Daños en los internos de la Torre Agotadora DA-3801. 2. Envío del gas ácido al desfogue. 3. Paro de planta. 4. Contaminación ambiental.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos y mecánico. 2. By pass de la válvula. 3. Bomba de relevo GA-3802.	1. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a instrumentos y mecánico.	2 (2)	3 (4)	6 (7)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 2. De desorción de ácido sulfhídrico.

Fecha:

Nodo: 5. Torre agotadora DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-104

Producto: Agua amarga.

Desviación: 4. Baja temperatura.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase	
25	1. Falla en cerrado la válvula FV-3804 de alimentación de vapor de calentamiento.	1. Baja la presión de la Torre Agotadora DA-3801. 2. Daños en los internos de la Torre Agotadora DA-3801. 3. Paro de planta.	1. Directo de la válvula. 2. Programa de mantenimiento a instrumentos. 3. Alarma por bajo flujo de vapor de calentamiento. 4. Alarma por baja presión en la Torre Agotadora DA-3801.	1. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.	2 (2)	3 (4)	6 (7)	D
26	2. Falla en cerrado la válvula LV-3804 de salida de condensado del acumulador FA-3802.	1. Baja presión en la Torre Agotadora DA-3901.	1. Directo de la válvula. 2. Programa de mantenimiento a instrumentos. 3. Alarma por bajo flujo de vapor de calentamiento. 4. Alarma por baja presión en la Torre Agotadora DA-3801.	1. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a instrumentos.	2 (2)	4 (4)	7 (7)	D





Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 3. De agua desflema a límite de batería.

Fecha:

Nodo: 6. De la línea de succión de la bomba GA-3803, enfriador EA-3803 y salida a límite de batería.

Diagramas: 32-12-1-103

Producto: Agua desflema

Desviación: 1. Bajo flujo de succión.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
27 1. Taponamiento de la coladera o strainer de succión de la bomba GA-3803.	1. Cavitación y daños al sello mecánico. 2. Fuga de agua desflema. 3. Contaminación del área. 4. Alto nivel en la torre agotadora DA-3801.	1. Programa de mantenimiento preventivo a equipo dinámico. 2. Bomba de relevo GA-3803/R. 3. Indicador de presión PI-3810 y PI-3811 en la descarga de las bombas. 4. Alarma por alto nivel LAH-3802.	1. Instalar sellos dobles en las bombas GA-3803/R.	2 (2)	3 (4)	6 (7)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 3. De agua desflemada a limite de  
bateria.

Fecha:

Nodo: 6. De la línea de succión de la bomba GA-3803, enfriador EA-3803 y salida a limite de bateria.

Diagramas: 32-12-1-103

Producto: Agua desflemada

Desviación: 2. Alta presión en la descarga.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
28 1. Falla en cerrado la válvula LV-3802 de salida de agua desflemada a LB..	1. Daños al sello mecánico de la bomba GA-3803. 2. Fuga de agua desflemada. 3. Contaminación del área. 4. Alto nivel en la torre agotadora DA-3801.	1. Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos. 2. Directo de la válvula LV-3802. 3. Alarma por alto nivel LAH-3802.	1. Instalar sellos dobles en las bombas GA-3803/R.	2 (2)	3 (4)	6 (7)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 3. De agua desflemada a límite de batería.

Fecha:

Nodo: 6. De la línea de succión de la bomba GA-3803, enfriador EA-3803 y salida a límite de batería.

Diagramas: 32-12-1-103

Producto: Agua desflemada

Desviación: 3. Fugas

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
29 1. Por daños al arreglo de venteo y/o purga de la tapa Campana del cambiador EA-3801 A, B, C, D durante el mantenimiento.	1. Fuga de agua desflemada. 2. Contaminación ambiental.	1. No hay.	1. Sustituir purgas y venteos por tapones sólidos en las tapas campana del cambiador EA-3801 A, B, C, D.  2. Colocar en purgas y venteos tapones.	3 (3)	2 (2)	6 (6)	C
30 2. Por daños al arreglo de venteo y/o purga de la tapa Campana del cambiador EA-3803 durante el mantenimiento.	1. Fuga de agua desflemada. 2. Contaminación ambiental.	1. No hay.	1. Sustituir purgas y venteos por tapones sólidos en las tapas campana del cambiador EA-3803.  2. Colocar en purgas y venteos tapones.	3 (3)	2 (2)	6 (6)	C



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 4. Reflujo de la torre agotadora DA-3801. Fecha:

Nodo: 7. Reflujo de la DA-3801: De la línea de succión de la bomba GA-3802, enfriador EC-3801 y a la torre DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-104

Producto: Agua amarga

Desviación: 1. Alto reflujo.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
31 1. Por falla de aire la válvula FV-3803 abre al 100%.	1. Enfriamiento del domo de la torre agotadora DA-3801.  2. Agua desflepada fuera de especificación.	1. Directo de la válvula FV-3803.  2. Controlador TIC-3811 en el fondo de la torre DA-3801.  3. Indicador TI-3810 en la línea de reflujo.	1. No hay.	2 (2)	3 (4)	6 (7)	D



Planta: Agotadora de aguas amargas

Circuito: 4. Reflujo de la torre agotadora DA-3801. Fecha:

Nodo: 7. Reflujo de la DA-3801: De la línea de succión de la bomba GA-3802, enfriador EC-3801 y a la torre DA-3801.

Diagramas: 32-12-1-104

Producto: Agua amarga

Desviación: 2. No hay reflujo.

LOI:

LOS:

LSI:

LSS:

Causa	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones	F	G	R	Clase
32 1. Que el plato 23 de succión de la bomba GA-3802/R, se quede sin nivel.	1. Cavitación y daños al sello mecánico de la bomba GA-3802/R.  2. Fugas de agua amarga.  3. Exposición al personal a altas concentraciones de sulfhídrico.  4. Contaminación ambiental.	1. Alarma por bajo nivel del plato número 23, LAL-3802.  2. Indicador de nivel en el SCD, LI-3802.  3. Disparo LSL-3803 de las bombas GA-3802/R, por bajo nivel en el plato de succión.  4. Indicador local de nivel LG-3803.	1. No hay.	2 (3)	3 (3)	6 (7)	D
33 2. Falla la bomba de reflujo GA-3802.	1. Baja la temperatura del domo de la torre DA-3801.  2. Agua desflepada fuera de especificación.	1. Bomba de relevo GA-3802R.  2. Controlador TIC-3811 en el fondo de la torre DA-3801.  3. Indicador TI-3810 en la línea de reflujo.  4. Alarma por bajo reflujo FAL-3803.	1. No hay.	2 (3)	3 (4)	6 (9)	D

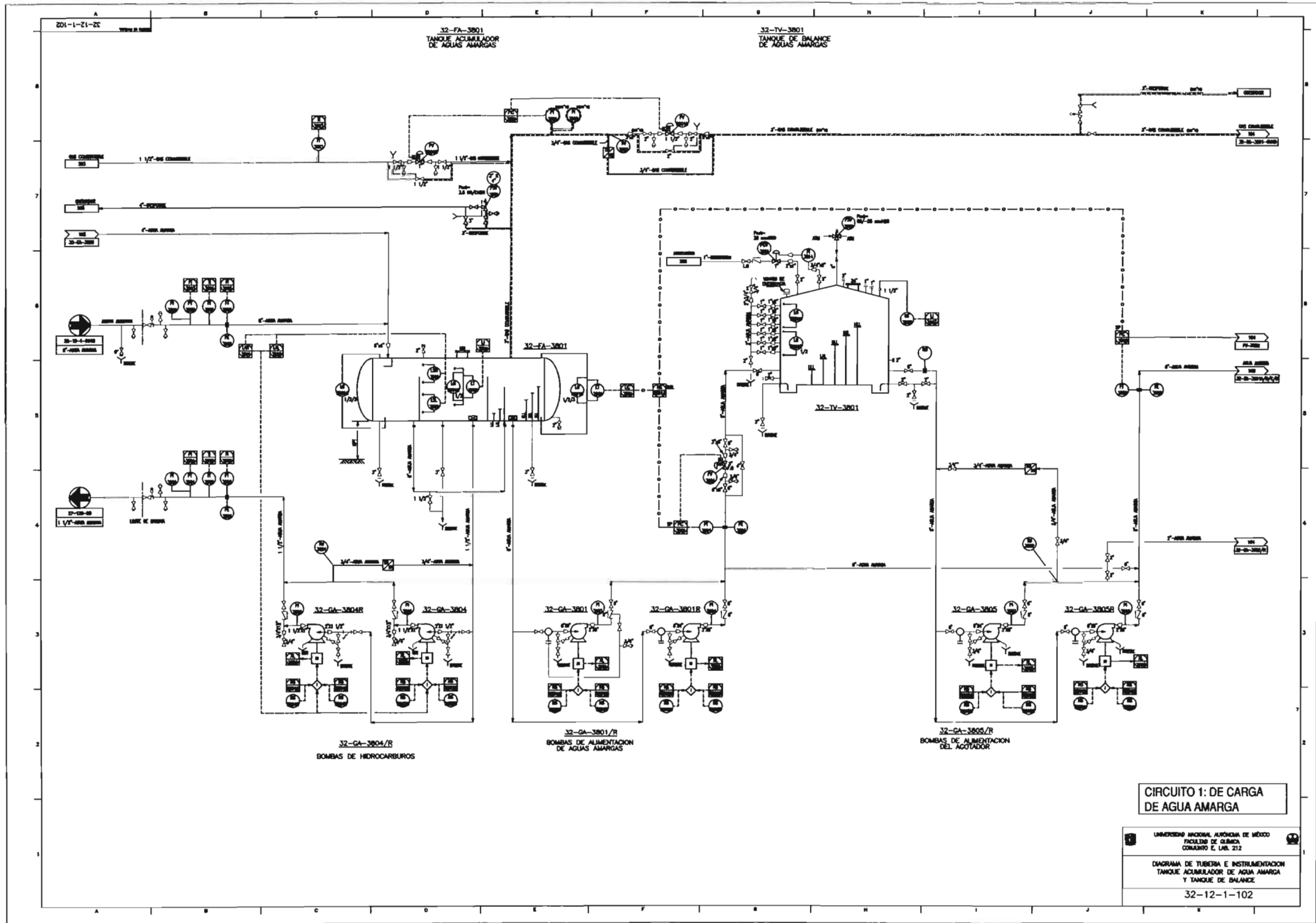


# **ANEXO D**

# **DIAGRAMAS**

# **UTILIZADOS**

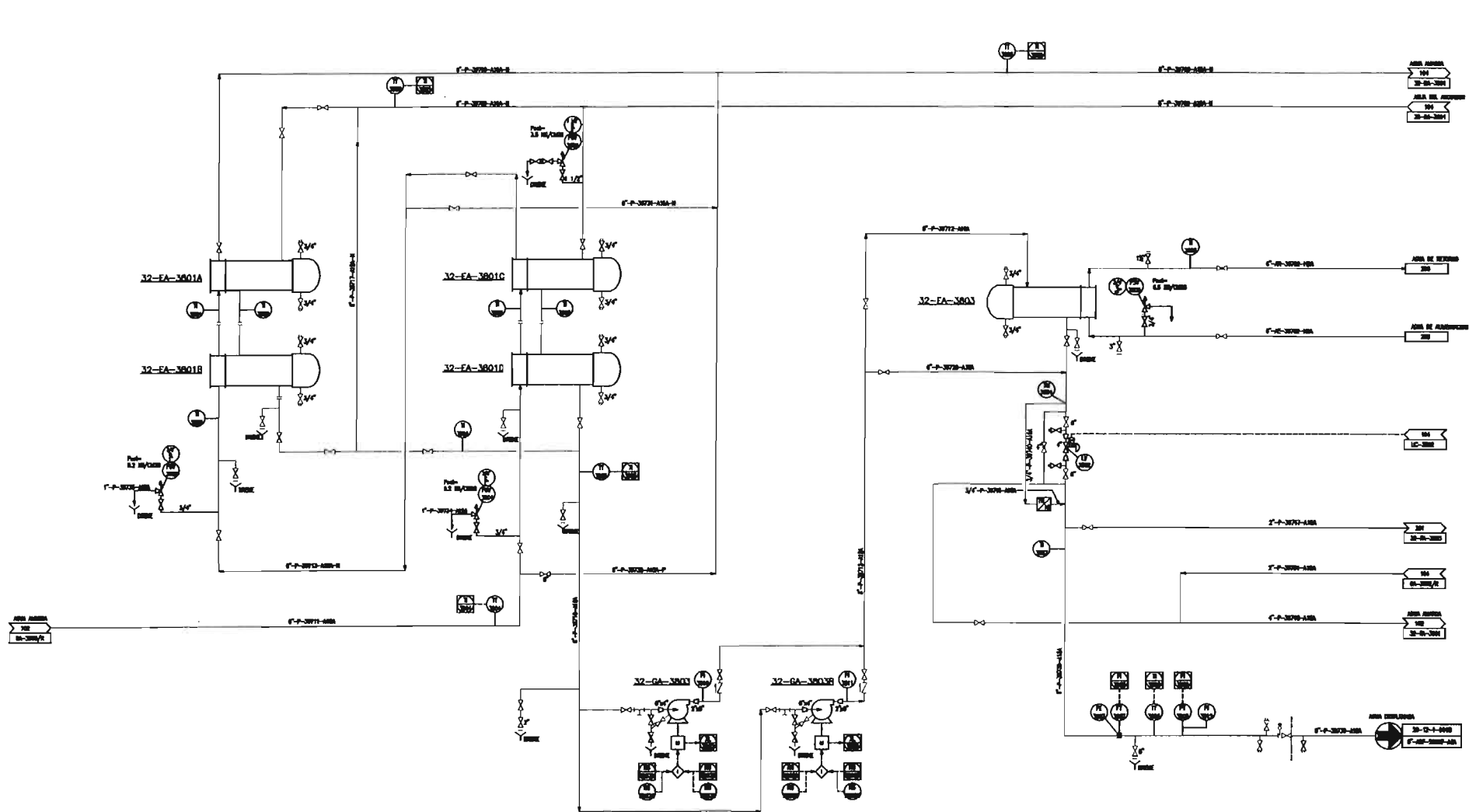
# **PARA EL HAZOP**



501-21-25

32-EA-3801A/B/C/D  
(INSULACION)  
PRECALENTADORES DE ALIMENTACION/FONDOS  
DEL AGOTADOR DE AGUA AMARGA

32-EA-3803  
ENFRIADOR DE FONDOS  
DEL AGOTADOR DE AGUA AMARGA



32-GA-3803/A  
BOMBAS DE FONDOS  
DEL AGOTADOR DE AGUAS AMARGAS

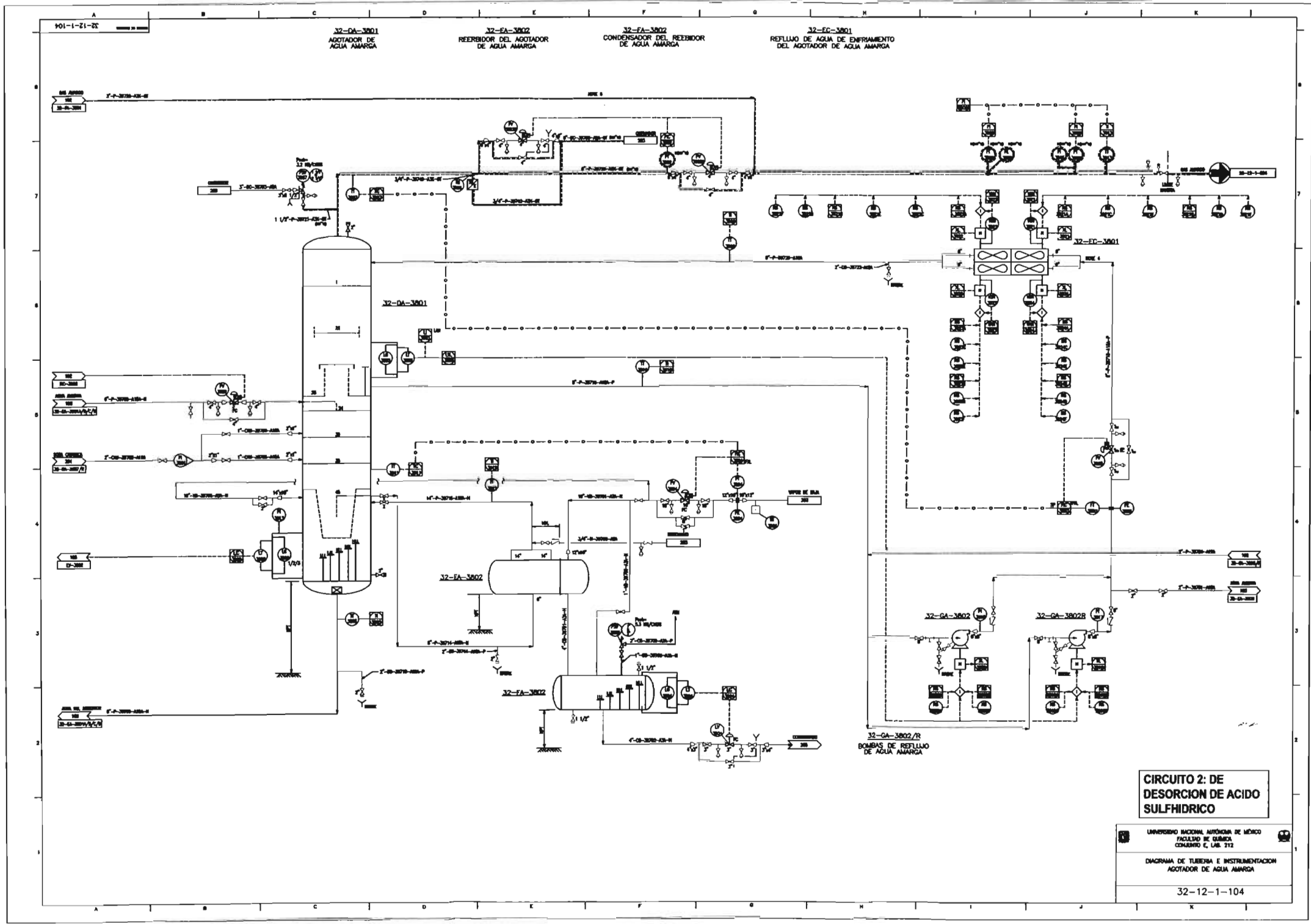
**CIRCUITO 1: DE CARGA  
DE AGUA AMARGA**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE QUÍMICA  
COLUMBIO E. LAB. 212

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN  
PRECALENTADORES DE CARGA / FONDOS  
DEL AGOTADOR Y CONDENSADOR DE FONDOS

32-12-1-103





**CIRCUITO 2: DE DESORCION DE ACIDO SULFIDRICO**

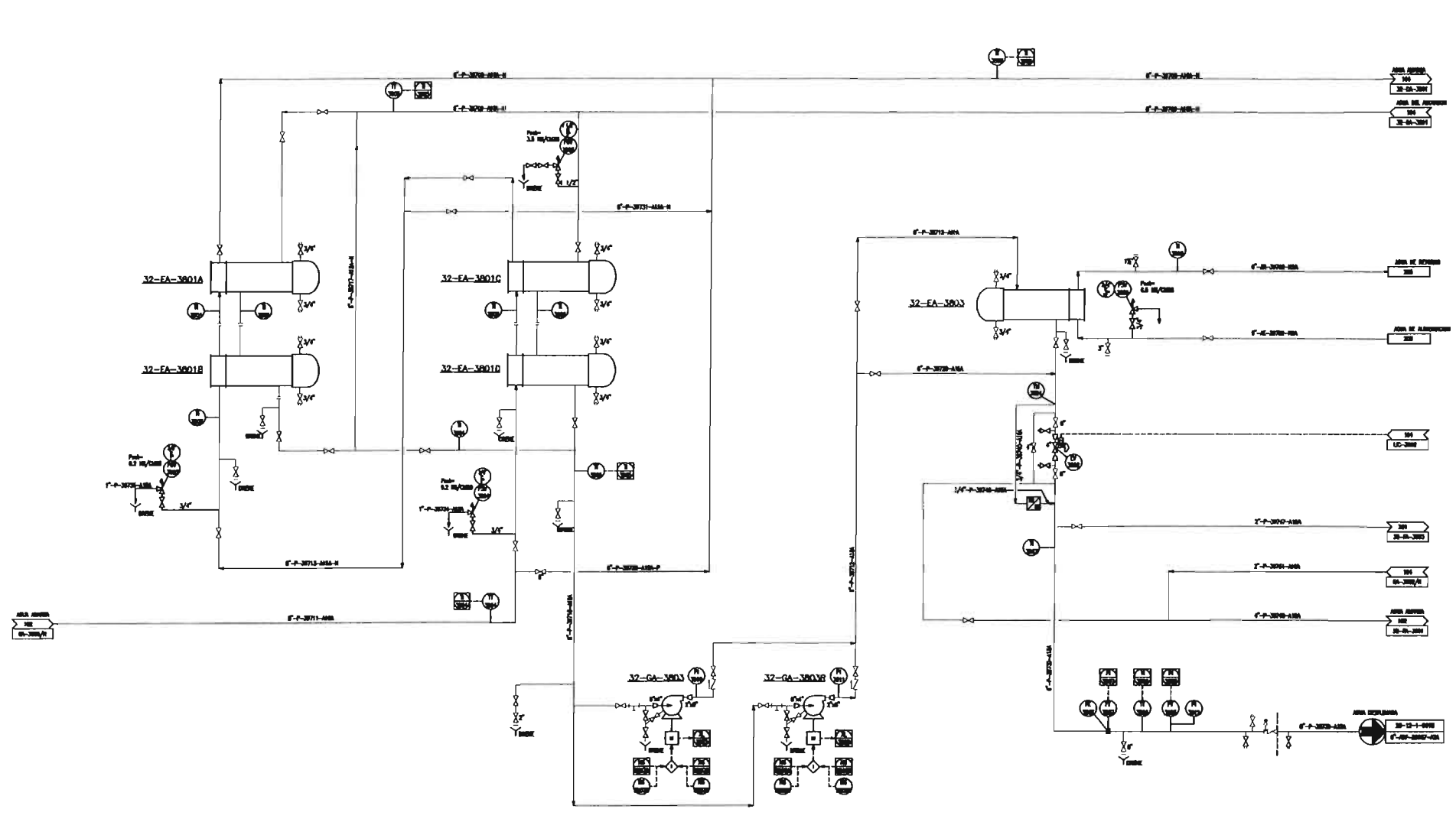
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
 FACULTAD DE QUÍMICA  
 CATEDRA C. LAB. 212

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN  
 AGOTADOR DE AGUA AMARGA

32-12-1-104

32-EA-3801A/B/C/D  
(INSULATION)  
PRECALENTADORES DE ALIMENTACION/FONDOS  
DEL AGOTADOR DE AGUA AMARGA

32-EA-3803  
ENFRIADOR DE FONDOS  
DEL AGOTADOR DE AGUA AMARGA



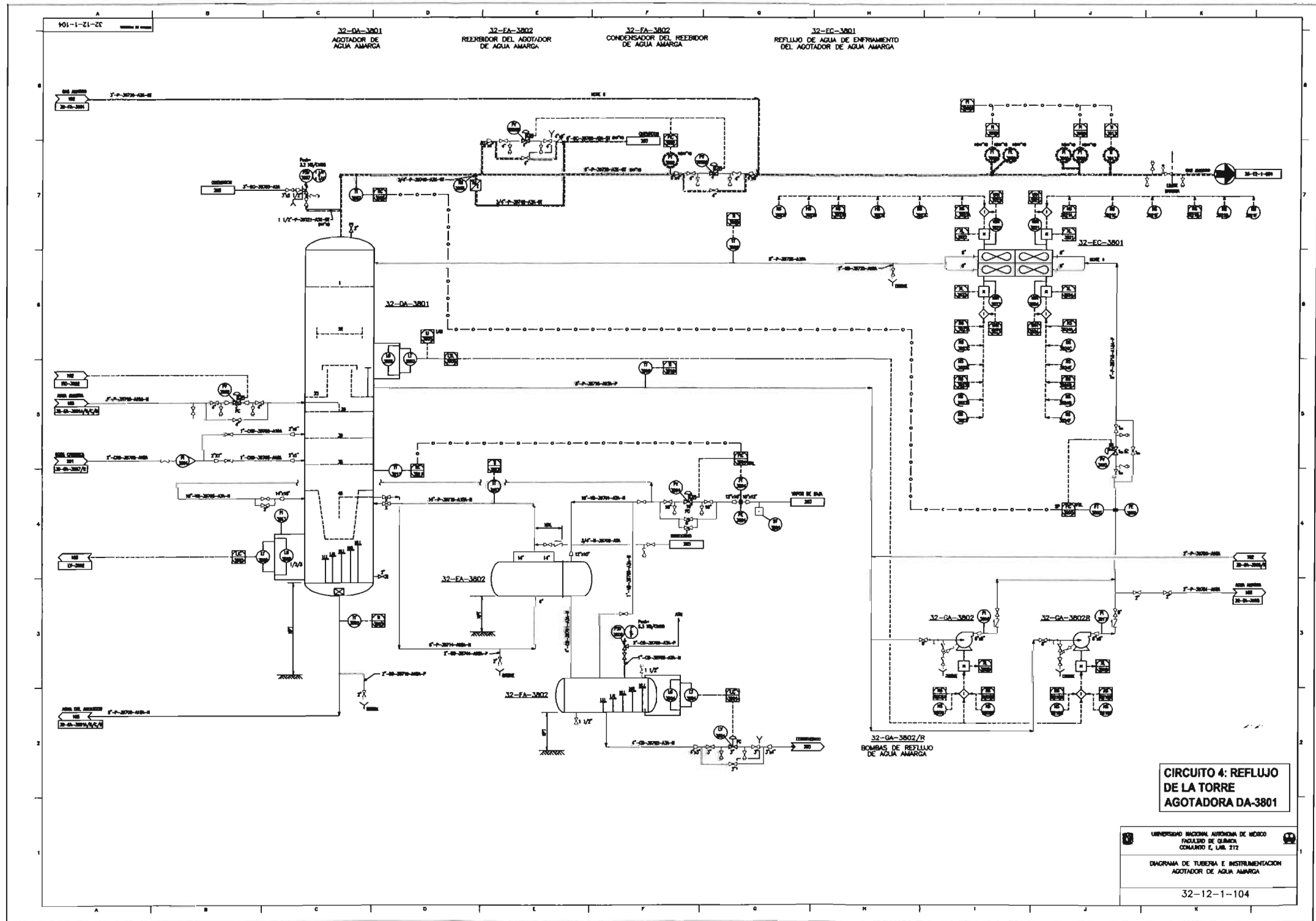
32-GA-3803/R  
BOMBAS DE FONDOS  
DEL AGOTADOR DE AGUAS AMARGAS

CIRCUITO 3: DE AGUA  
DESFLAMADA A LIMITE  
DE BATERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE QUIMICA  
COLABOR. C. LAB. 212

DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION  
PRECALENTADORES DE CARGA / FONDOS  
DEL AGOTADOR Y CONDENSADOR DE FONDOS

32-12-1-103



**CIRCUITO 4: REFLUJO DE LA TORRE AGOTADORA DA-3801**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
 FACULTAD DE QUÍMICA  
 CONARDO E. LUNA 212  
 DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN  
 AGOTADOR DE AGUA AMARGA



# ANEXO E

# DIAGRAMAS DE

# ÁRBOL DE

# FALLAS

TABLA DE RESULTADOS		
EVENTO CULMINANTE	PROBABILIDAD	FRECUENCIA
FUGA DE AGUA AMARGA EN LA BOMBA GA-3805	$8.08E-03$ (8 VECES CADA 1000 AÑOS)	$8.08E-03$ VECES/AÑO

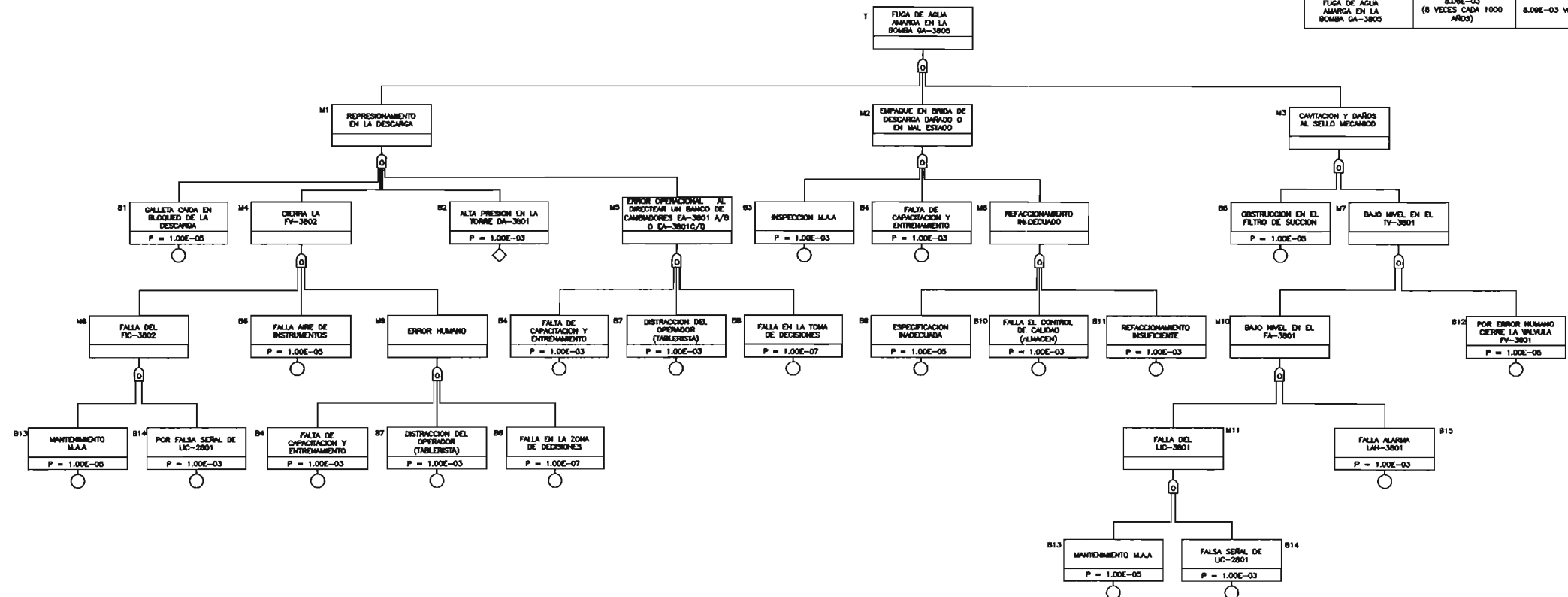


TABLA DE RESULTADOS		
EVENO CULMINANTE	PROBABILIDAD	FRECUENCIA
BAJO NIVEL EN LA TORRE AGOTADORA DA-3801	$8.09E-03$ (8 VECES CADA 1000 AÑOS)	$8.09E-03$ VECES/AÑO

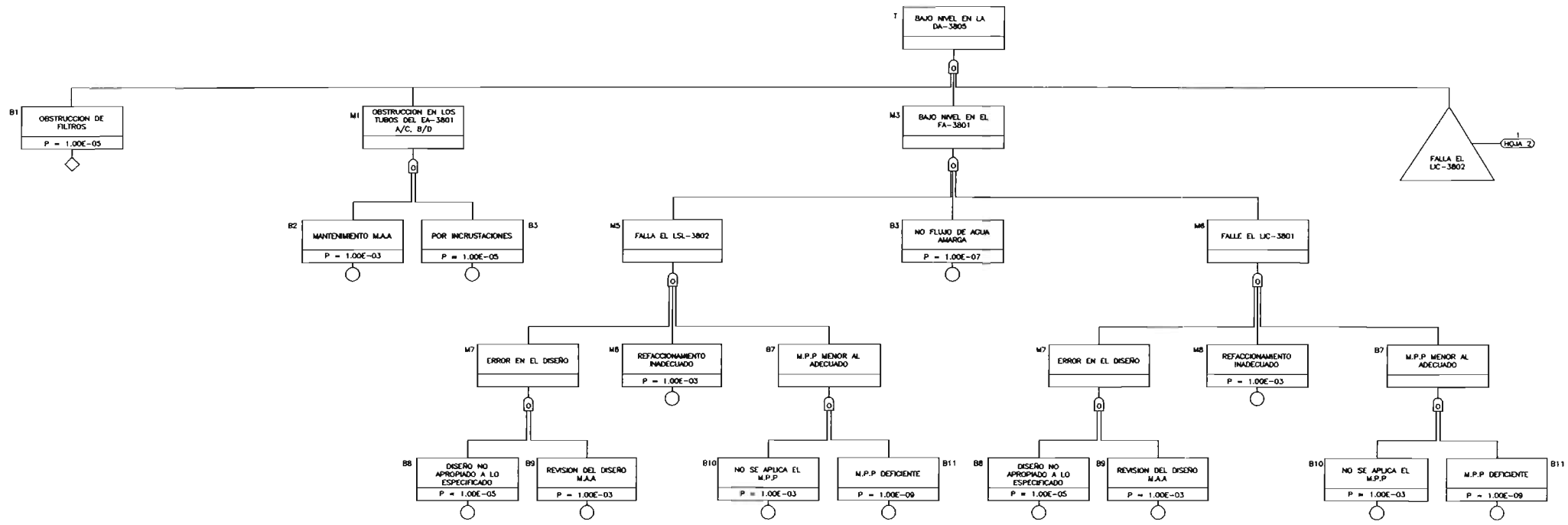
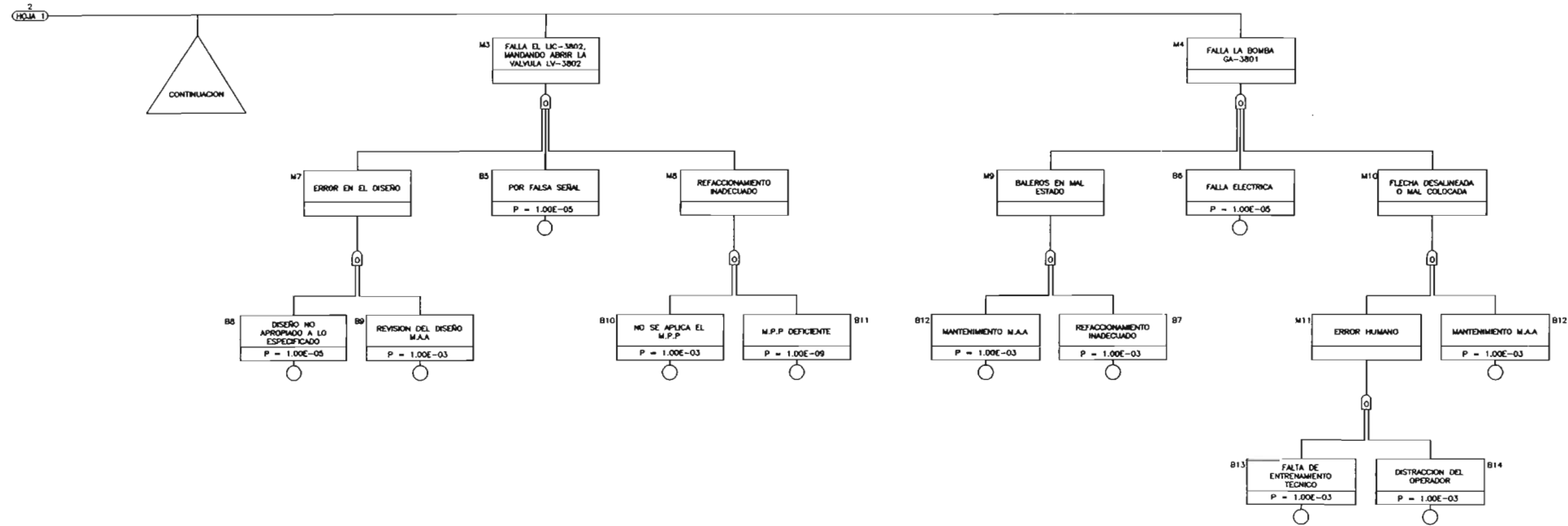


TABLA DE RESULTADOS		
EVENO CULMINANTE	PROBABILIDAD	FRECUENCIA
BAJO NIVEL EN LA DA-3801	$8.09E-03$ (8 VECES CADA 1000 AÑOS)	$8.09E-03$ VECES/AÑO



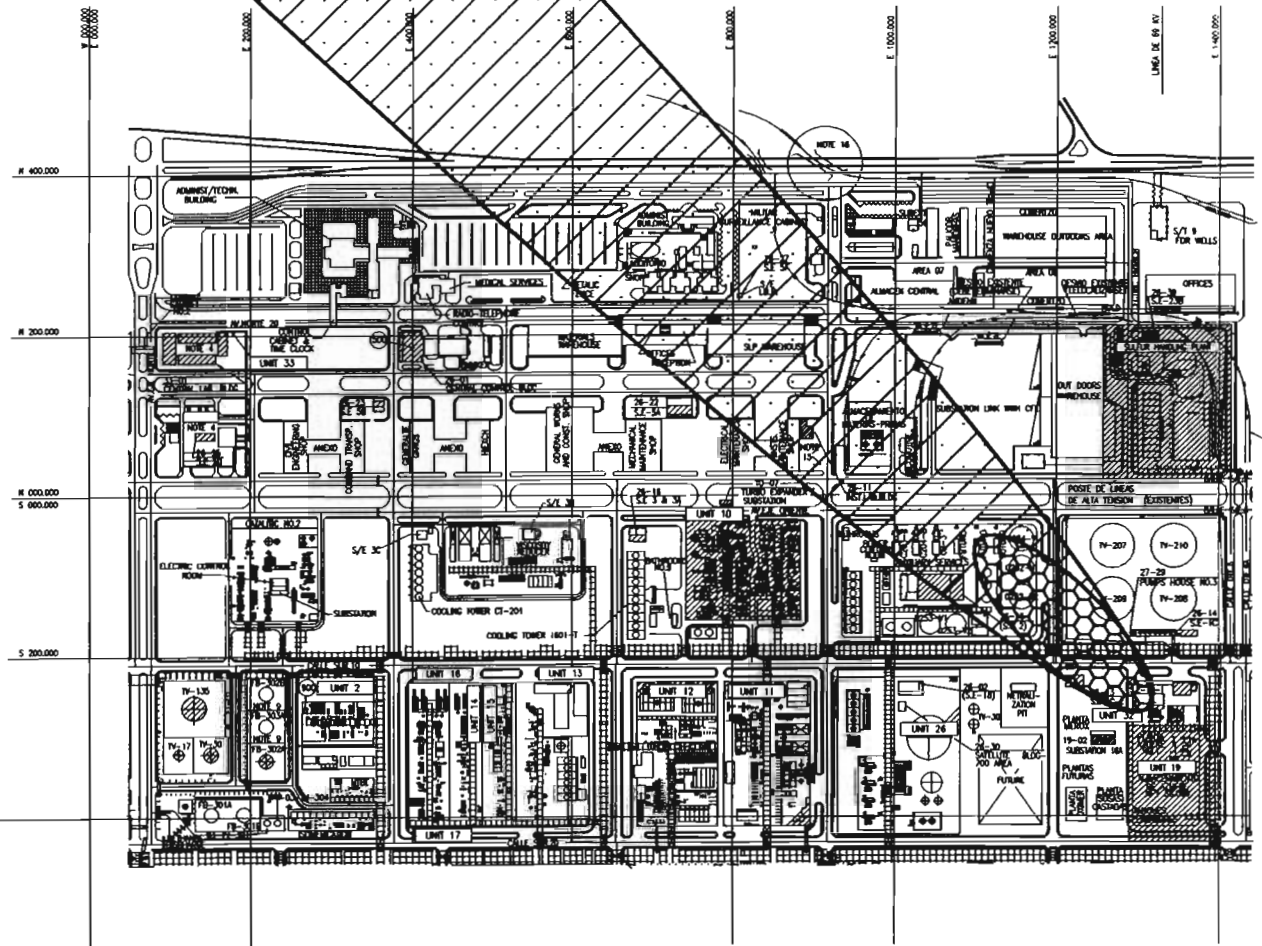


# ANEXO F

# DIAGRAMAS DE DE ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS



10-SW-01



CUBIERTO	LUBRO	MET. DEL MUESTRO	COMENTARIO
AREA DE AREA MUELA DE LA BOMBA DE CORRIENTE 04-2005	PLANTA DE AREA MUELA No. 8	0.8 m <sup>2</sup>	7

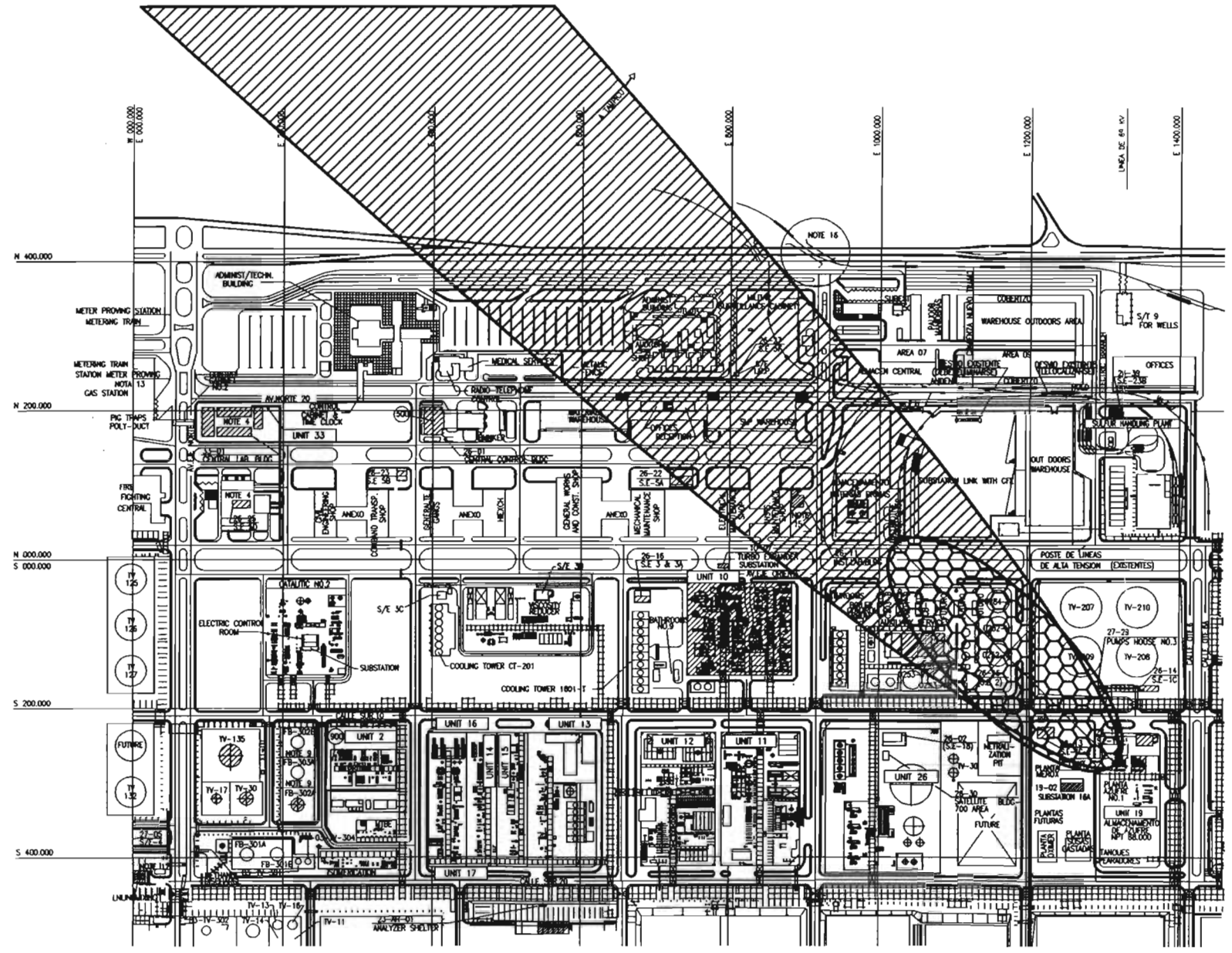
TIPO DE APERTURA	TIPO DE PROTECCION (mm)	IDENTIFICACION DEL AREA
REJILLA en ZONA DE APERTURA	REJILLA (200)	EL ESPACIO TECNICO QUE SE ENCUENTRA EN EL 200 y 210 EN EL AREA DE SERVICIO Y EL AREA DE LA PUNTA DE MUELA QUE ESTAN EN EL AREA DE SERVICIO.
REJILLA en ZONA DE PROTECCION	REJILLA (14)	ESPACIO DE AREA DE SERVICIO COMO ZONA DE PROTECCION EN LA CUAL PUEDE ESTAR EL PERSONAL EN EL AREA DE PROTECCION.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE CIENCIAS  
QUIMICAS E. LAB. FQI

PLANTA DE AREA MUELA  
ANEXO DE LA BOMBA  
PLANTA DE AREA MUELA No. 8

AC-AMB-01

ZO-9W-0V



DISEÑO	LUBRIF.	VEL. DEL VIENTO	CONDICION
PLANTA DE AGUA TRATAMIENTO DEL TUBO ACERADO PA-2004		0.5 m/s	F

TIPO DE APLICACION	NIVEL DE RESISTENCIA (mm)	DESCRIPCION DEL DISEÑO
497.000 m	100	EL DISEÑO DEL RESISTENTE DE 100 mm DE 497.000 m DE ESPESOR EL PRIMER PISO DE PUNTA PARA PROTECCION DE LA PLANTA DE AGUA TRATAMIENTO DEL TUBO ACERADO.
7798.14 m	110	RESISTENTE DE 110 mm DE ESPESOR EL PRIMER PISO DE PUNTA PARA PROTECCION DE LA PLANTA DE AGUA TRATAMIENTO DEL TUBO ACERADO.

LABORATORIO NACIONAL DE INVESTIGACIONES DE MEXICO  
 FACULTAD DE QUIMICA  
 CDMX, MEXICO, D.F.  
 PLANTA TRATAMIENTO DEL TUBO ACERADO  
 ANALISIS DE CONSTRUCCION  
 PLANTA DE AGUA TRATAMIENTO DEL TUBO ACERADO  
 AC-118-02



# ANEXO G

# GLOSARIO



## GLOSARIO

**Accidente:** Evento no premeditado aunque muchas veces previsible, que se presenta en forma súbita, altera el curso regular de los acontecimientos, lesiona o causa la muerte a las personas y ocasiona daños en sus bienes y entorno.

**Accidente químico:** Liberación accidental de sustancias químicas peligrosas ocurrida durante su producción, transporte o manejo.

**Ácido:** Cualquier sustancia que contiene hidrógeno conjuntamente con un no metal o un radical no metálico y es capaz de producir iones de hidrógeno en solución acuosa.

**Aguas amargas:** Efluentes con alto contenido de sulfuros y amoníaco.

**Amenaza:** Probabilidad de que ocurra un fenómeno potencialmente dañino dentro de un área y periodo.

**Análisis de riesgos:** Es una disciplina que combina la evaluación ingenieril del proceso con las técnicas matemáticas que permiten realizar estimaciones de frecuencias y consecuencias de accidentes.

**Análisis de vulnerabilidad:** Proceso para determinar el valor arriesgado y la susceptibilidad de los bienes expuestos a una amenaza específica.

**Bomba:** Un dispositivo que convierte fuerza mecánica en potencia hidráulica. Equipo que se utiliza para desplazar fluidos. Existen diferentes tipos de bombas como son las centrífugas y las de desplazamiento positivo (engranes, émbolo).



**Calor:** Es una forma de energía que se aprecia por el efecto que producen los cuerpos, por ejemplo: la temperatura, la dilatación y los cambios de estado físico.

**Causa:** Es lo que hace que un incidente o accidente ocurra. Por ejemplo, falla de un equipo, de un instrumento, error humano, condiciones meteorológicas, etc. Mediante un estudio mas profundo, es posible encontrar causas de las ya mencionadas. Razón por la cual se produce la desviación.

**Cavilación:** Formación de una bolsa o burbuja de aire o vapor debido a una reducción en la presión de un fluido. El picado o el desgaste de la superficie es el resultado del colapso de la burbuja de vapor. La cavilación puede ocurrir en los sistemas hidráulicos como resultado de bajos niveles de aceite jalando aire hacia el sistema, produciendo pequeñas burbujas que se expanden explosivamente en la salida de la bomba, causando erosión del metal y ocasionalmente destrucción de la bomba.

**Ciclo de vida útil:** Periodo de tiempo en que un bien o activo (Ej. Maquinaria) es productivo. Termina cuando ya no es posible realizar una reparación o adecuación y es necesario su reemplazo.

**Consecuencia:** Es el daño leve o grave, producto de un incidente o accidente, que se ocasiona a las personas dentro y fuera de la planta de proceso, al medio ambiente y a las instalaciones.

**Contaminante:** Cualquier sustancia extraña o indeseada que corrompe o altera las condiciones normales de una cosa, ya sea física o químicamente y puede tener un efecto negativo en la operación, la vida o la confiabilidad de sistema. En lubricación, los contaminantes principales son: Agua (disuelta, libre y emulsionada), gases, sólidos, gomas, barnices y calor que aumente su temperatura de operación.



**Control de contaminación:** Se refiere al planeamiento, organización, manejo e implementación de todas las actividades y programas requeridos para determinar, alcanzar y mantener un nivel específico de limpieza en fluidos lubricantes, hidráulicos o de otra naturaleza.

**Daño:** Es la consecuencia producida por un peligro sobre la calidad de vida individual o colectiva de las personas.

**Desastre:** Una interrupción seria en el funcionamiento de una sociedad causando vastas pérdidas a nivel humano, material o ambiental, suficientes para que la sociedad afectada no pueda salir adelante por sus propios medios.

**Desviación:** Son desfases de la intención de diseño (Flujo, Presión, Temperatura, Reacción, Nivel, etc.) que se descubren mediante la aplicación sistemática de las palabras guía que indican una modificación cualitativa de los parámetros a analizar.

**Efecto encadenado:** Es la consecuencia inevitable, pero indirecta de otro accidente o circunstancia.

**Emergencia:** Situación o serie de circunstancias irregulares que se producen de manera súbita e imprevista, que puede originar daños a las personas, propiedad y/o ambiente y que demandan acción inmediata para minimizar sus consecuencias. Toda aquella situación de fuga, derrame, incendio, la cual no puede ser controlada por la persona que lo detecta necesitando el auxilio superior o apoyo de personal especializado.

**Erosión por cavitación:** Un proceso dañino de deterioro en los materiales que ocurre como resultado de la vaporización súbita de líquidos que forman burbujas en líquidos que fluyen generalmente en el interior de bombas centrífugas donde se



presentan presiones de trabajo que igualan la presión de vapor del fluido en cuestión en la succión y que a la salida del equipo donde se presenta mayor presión nuevamente se colapsan formando líquido. Las altas presiones causadas por el colapso de las burbujas del vapor producen la deformación y falla del material y, finalmente, la erosión de las superficies.

**Escenario de riesgo:** Determinación de un evento hipotético en el cual se toma en consideración la ocurrencia de un accidente bajo condiciones determinadas, definiendo mediante la aplicación de modelos matemáticos y criterios acordes a las características de los procesos y / o materiales, las zonas potencialmente afectadas.

**Estimación de riesgos:** El proceso mediante el cual se determina la frecuencia o probabilidad y las consecuencias que puedan derivarse de la materialización de un peligro.

**Evaluación de riesgos:** Proceso mediante el cual se obtiene la información necesaria para que la organización esté en condiciones de tomar una decisión apropiada sobre la oportunidad de adoptar acciones preventivas y, en tal caso, sobre el tipo de acciones que deben adoptarse.

**Escenario potencial:** Es el riesgo potencial que tiene probabilidad elevada de causar pérdidas.

**Falla catastrófica:** Falla inesperada y o repentina de una máquina causando un costo considerable y tiempo muerto.

**Frecuencia:** Es el número de fallas de un componente o equipo, o el número de errores humanos por año, día, hora o demanda.



**Gases disueltos:** Gases que entran en la solución con un líquido y se encuentran libres o atrapados en el fluido.

**Gravedad:** Son las consecuencias de daño que puede tener un incidente dentro de la planta, su nivel se asigna con ayuda del equipo multidisciplinario.

**Incidente:** Suceso del que no se producen daños o estos no son significativos, pero que ponen de manifiesto la existencia de riesgos derivados del trabajo. Cualquier suceso no esperado ni deseado, que no dando lugar a pérdidas de la salud o lesiones a las personas, pueda ocasionar daños a la propiedad, equipos, productos o al medio ambiente, pérdidas de la producción o aumento de las responsabilidades legales.

**Índice de riesgos:** Es la combinación matemática entre la frecuencia y la gravedad. Índice de riesgo (pérdida / año) = índice de frecuencia (accidente / año) x índice de gravedad (pérdida / accidente).

**Intención:** Modo normal de operación en ausencia de desviaciones.

**Mantenimiento predictivo:** Un tipo de mantenimiento basado en condición, que enfatiza la detección temprana de una falla, utilizando técnicas no destructivas, como análisis de vibración, termografía y análisis de rebabas de desgaste.

**Mantenimiento preventivo:** Acciones de mantenimiento desarrolladas sobre la base de un calendario o programa fijo que involucran reparaciones de rutina y reemplazo de componentes y partes de la maquinaria.

**Mantenimiento proactivo:** Un tipo de mantenimiento basado en aquellas condiciones que enfatizan la rutina de la detección y corrección de las condiciones de causas de falla que de otra manera podrían convertirse en una falla. Dichas causas de falla como alta contaminación de lubricante, alineación y balanceo son tal vez las más





críticas. Usando técnicas tales como: análisis de la vibración, termografía, y análisis de aceite entre otras.

**Mantenimiento reactivo o correctivo:** Mantenimiento que se enfoca a reparar una equipo que haya fallado o que presente una deficiencia que no le permita realizar la función de diseño. La tarea se realiza después de la falla o rotura. No es una actividad planeada y generalmente toma por sorpresa.

**Matriz de clase de riesgos:** Es una tabla que clasifica con letras a las recomendaciones de los riesgos de acuerdo al rango de índice de riesgo, para determinar la prioridad de las recomendaciones de los riesgos y así realizar la acción preventiva o mitigadora mediante los planes de trabajo.

**Matriz de índice de riesgos:** Es una tabla que determina el índice de riesgo mediante la combinación entre la frecuencia con que ocurre la causa que da lugar a una desviación y la gravedad de las consecuencias del incidente / accidente.

**Medida correctiva:** Es la que reduce la probabilidad del riesgo identificado o mitiga sus efectos cuando dicho riesgo se transforma en accidente.

**Modelo:** Representación simplificada o esquemática de un evento del proceso con el propósito de facilitar su comprensión o análisis.

**Nodo:** Es una subdivisión de un sistema de proceso, que tiene un origen, en donde comienzan nuevas propiedades del material procesado, y un destino, en donde nuevamente hay un cambio de propiedades. Este debe ser lo suficientemente pequeño para que sea manejable y suficientemente grande para que sea significativo.

**Palabra guía:** Es aquella que indica la desviación parcial o total de la intención.



**Parámetro :** Es una manifestación física o química del proceso como el flujo, nivel, presión, temperatura, velocidad, composición, mezcla, ignición, etc.

**Peligro:** Situación de riesgo inminente que puede producir un daño o un deterioro en la calidad de vida individual o colectiva de las personas. Fuente o situación con capacidad de daño en términos de lesiones, daños a la propiedad, daños al medio ambiente o una combinación de ambos.

**Prevención:** Técnica de actuación sobre los peligros con el fin de suprimirlos y evitar sus consecuencias perjudiciales. Suele englobar también el término protección. Conjunto de actividades o medidas adoptadas o previstas en todas las fases de la actividad de la empresa con el fin de evitar o disminuir los riesgos derivados del trabajo.

**Probabilidad:** Es la posibilidad matemática de que un evento ocurra y se expresa en fracciones entre 0 y 1. La absoluta imposibilidad es cero y la absoluta certeza es 1.

**Protecciones:** Son todas las acciones o medidas que se toman dentro del sistema de estudio para mitigar o reducir la probabilidad de que ocurra un accidente o incidente. Dispositivos que previenen la causa o protegen contra consecuencias.

**Protección o salvaguarda:** Es todo lo bueno que tiene un sistema de proceso (tubería, recipiente, reactor, etc.) para reducir la probabilidad de que ocurra un accidente o para mitigar sus efectos.

**Recomendaciones:** Son todas las acciones o medidas que se pueden implementar para reducir o mitigar la probabilidad de que ocurra un accidente o incidente. Consideran si las consecuencias y protecciones son adecuadas o no, y



cuando una causa resulta tener una consecuencia negativa, se debe decidir si se toma o no la recomendación.

**Riesgo:** Posibilidad de que se origine un daño provocando efectos adversos a un sistema, personas, medio ambiente o a la propiedad. En el contexto de la prevención de riesgos debemos entenderlo como la probabilidad de que ante un determinado peligro se produzca un cierto daño, pudiendo por ello cuantificarse. Combinación de la frecuencia o probabilidad y de las consecuencias que pueden derivarse de la materialización de un peligro.

**Siniestro:** Suceso del que se derivan daños significativos a las personas o bienes, o deterioro del proceso de producción.

**Tóxico:** Son aquellos materiales cuya emisión o liberación al ambiente puede causar daños a la salud de los seres humanos, o a cualquier forma de vida.

**Vulnerabilidad:** Facilidad con la que un sistema puede cambiar su estado normal a uno de desastre, por los impactos de una calamidad.

**Zona de peligro:** Entorno espacio-temporal, en el cual las personas o los bienes se encuentran en peligro.