

Análisis de las Barreras de Protección de un Sistema de Tratamiento de Gas Bajo la
Metodología Bowtie

José Esneyder Rodríguez Herreño

Trabajo de Grado para Optar el título de Especialista en Ingeniería del Gas

Directora

Laura Patricia Prada Villamizar
Magíster en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialista en Ingeniería del Gas
Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Quiero dedicar esta monografía a las personas que han sido fundamentales en mi camino académico y personal. Su apoyo, aliento y amor han sido pilares en mi desarrollo y en la realización de este trabajo.

A mis queridos padres y hermanos quienes han brindado su amor incondicional siendo mi mayor orgullo y motivación cada día para lograr cada meta que me propongo.

A mi querido Andrés, tu presencia en mi vida ha sido un regalo invaluable. Tu apoyo y comprensión durante este proceso académico han sido confortantes. Gracias por estar a mi lado, por escucharme, por motivarme y brindarme el equilibrio perfecto en mi vida. Tu apoyo constante ha sido una fuente de fortaleza y motivación en cada etapa de esta monografía.

A las ingenieras Natalia Nieto y Laura Prada, su orientación, conocimiento y dedicación han sido esenciales para el éxito de este trabajo. Agradezco su paciencia, sus aportes y su confianza en mí. Esta monografía es también un reflejo de su guía experta.

A cada una de estas personas especiales, les dedico esta monografía con profundo agradecimiento y reconocimiento. Su influencia en mi vida ha sido invaluable y este logro también es de ustedes.

Jose Esneyder Rodriguez Herreño

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi Alma Mater la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, a la facultad DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS y a la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, por permitirme continuar con mi crecimiento profesional, generar conocimiento y la preparación de profesionales altamente calificados.

Agradezco a las Ing. Laura y Natalia, directora y codirectora de este trabajo final de especialización, por su orientación, aportes, revisiones, paciencia y conocimiento transmitido, cuales fueron de gran ayuda para la culminación de este proyecto.

Agradezco a mis colegas Santiago y Ana que a lo largo de mi carrera académica y profesional han sido un motor fundamental en mi crecimiento académico y laboral, gracias por los aportes a este proyecto.

A HVM Ingenieros Ltda. por el tiempo para tomar las clases de especialización, los medios para el desarrollo de este proyecto, por el conocimiento y experiencia que me ha permitido crecer en esta compañía durante estos dos años laborados, de alguna manera se ven reflejados en este documento.

A mis compañeros de trabajo por sus motivaciones, a no desfallecer en culminar este proyecto, fueron de gran ayuda en los momentos emocionalmente más difíciles.

Finalmente, a mi familia mis padres, hermanos y Andres, por el sus aportes, tiempo y paciencia a lo largo del desarrollo de este proyecto, y por su comprensión y ánimo en los momentos en los que pensaba que no iba a poder lograrlo.

Jose Esneyder Rodriguez Herreño

Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Antecedentes y Estado del Arte	15
3. El Gas Natural y su Tratamiento.....	17
3.1. Gas Natural	18
3.1.1. Gas Agrio	19
3.1.2. Gas Dulce.....	19
3.1.3. Gas Rico (Húmedo)	19
3.1.4. Gas Pobre (Seco).....	19
3.2. Plantas de tratamiento de Gas Natural	20
3.2.1. Tratamiento Primario	21
3.2.1. Endulzamiento	22
3.2.3. Deshidratación del gas	23
3.2.3.1. Deshidratación con Glicol.....	24
4. Seguridad de Procesos y Metodología Bowtie	26
4.1. Seguridad de Procesos y su Importancia en la Industria.....	26
4.2. Identificación de los Peligros y Evaluación de los Riesgos.....	28
4.2.1. Identificación de Peligros	28

ANÁLISIS DE BOWTIE A UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS	5
4.2.2. Evaluación de Riesgos	29
4.2.2.1. Análisis Preliminar de Peligros (PHA).....	29
4.2.2.2. Estudio de Peligros y Operabilidad (HAZOP).....	29
4.2.2.3. Estudio ¿Qué Pasaría Sí? “What If?”.....	30
4.2.2.4. Análisis de Árbol de Fallas (FTA).....	30
4.2.2.5. Análisis Árbol de Eventos (ETA).....	31
4.3. Análisis Bowtie.....	31
4.3.1. Modelo de Análisis Bowtie.....	32
4.3.1.1. Peligro.....	33
4.3.1.2. Evento Top.....	33
4.3.1.3. Amenazas.....	33
4.3.1.4. Barreras Preventivas.....	33
4.3.1.5. Consecuencias.....	34
4.3.1.6. Barreras de Mitigación.....	34
4.3.2. BowtieXp	36
4.3.3. Paso a Paso para la Aplicación de la Metodología Bowtie.....	38
5. Descripción del Proceso del Caso de Estudio.....	40
5.1. Condiciones de Entrada al Sistema de Tratamiento de Gas	41
5.2. Descripción del Proceso.....	42
5.2.1. Unidad de Enfriamiento Primario y Separación de Condensados	42
5.2.2. Unidad de Deshidratación con Glicol	43
5.3. Filosofía de Operación y Control.....	44
5.3.1. Enfriadores de Gas HE-101	44

ANÁLISIS DE BOWTIE A UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS	6
5.3.2. Separador Bifásico V-101	45
5.3.3. Torre Contactora de Glicol CT-101	46
5.4. Sistemas de Protecciones	47
5.4.1. Enfriadores de Gas HE-101	47
5.4.2. Separador Bifásico V-101	48
5.4.3. Torre Contactora de Glicol CT-101	49
6. Aplicación de la Metodología Bowtie al Caso de Estudio	51
6.1. Identificación de los Peligros.....	52
6.2. Identificación de los Eventos Top.....	52
6.3. Definición de las Consecuencias	54
6.4. Identificación de las Amenazas	55
6.5. Análisis de las Barreras.....	56
6.5.1. Barreras de Prevención	57
6.5.2. Barreras de Mitigación.....	59
6.6. Aplicación de la Metodología Bowtie	61
6.6.1 Bowtie al Enfriador HE-101	62
6.6.2. Bowtie al Separador Bifásico V-101	63
6.6.1 Bowtie a la Torre Contactora CT-101	64
7. Conclusiones y Recomendaciones	66
Referencias Bibliográficas	68
Apéndices.....	70

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Parámetros mínimos de calidad de gas</i>	16
Tabla 2. <i>Composición general del gas natural</i>	18
Tabla 3. <i>Composición del gas de entrada al tren de tratamiento</i>	41
Tabla 4. <i>Condiciones de entrada al tren de tratamiento</i>	42
Tabla 5. <i>Interlocks asociados al enfriador HE-101</i>	48
Tabla 6. <i>Elementos de protecciones en el separador bifásico V-101</i>	49
Tabla 7. <i>Interlocks asociados al separador bifásico V-101</i>	49
Tabla 8. <i>Elementos de protección en la torre contactora CT-101</i>	50
Tabla 9. <i>Interlock asociados a la torre contactora de glicol CT-101</i>	50

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Diagrama de bloques para una planta de tratamiento de gas</i>	20
Figura 2. <i>Separador bifásico horizontal</i>	21
Figura 3. <i>Separador bifásico vertical</i>	22
Figura 4. <i>Diagrama de sistema deshidratación con glicol</i>	25
Figura 5. <i>Modelo general de análisis de un diagrama Bowtie</i>	32
Figura 6. <i>Estructura del diagrama Bowtie</i>	32
Figura 7. <i>Diagrama Bowtie en BowtieXP</i>	36
Figura 8. <i>Metodología para la aplicación del Bowtie.</i>	38
Figura 9. <i>Diagrama de Flujo de proceso enfriador HE-101 y separador V-101</i>	42
Figura 10. <i>Diagrama de Flujo de proceso</i>	44
Figura 11. <i>Peligro I Identificado</i>	52
Figura 12. <i>Peligro II Identificado</i>	52
Figura 13. <i>Identificación de eventos top</i>	53
Figura 14. <i>Consecuencias Identificadas</i>	54
Figura 15. <i>Amenazas identificadas</i>	55
Figura 16. <i>Bowtie al Enfriador HE-101</i>	62
Figura 17. <i>Bowtie al Separador Bifásico V-101</i>	63
Figura 18. <i>Bowtie a la torre contactora CT-101</i>	64

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. <i>Diagrama de flujo del sistema de tratamiento de gas</i>	70
Apéndice B. <i>Diagramas de tubería e instrumentación</i>	71

Resumen

Título: Análisis de las Barreras de Protección de un Sistema de Tratamiento de Gas Bajo La Metodología Bowtie*

Autor: Jose Esneyder Rodriguez Herreño**

Palabras Claves: Seguridad de procesos, Bowtie, Amenazas, Barreras, Consecuencias, tratamiento de gas.

Descripción

Esta monografía tiene como propósito identificar y analizar las barreras de protección de un sistema de tratamiento de gas mediante la metodología Bowtie. A lo largo del estudio, se aplicó la metodología Bowtie para analizar los posibles eventos no deseados, conocidos como eventos top, que podrían ocurrir en cada etapa del sistema de tratamiento de gas. Para cada evento top, se identificaron detalladamente las amenazas y las posibles consecuencias asociadas.

A partir de la identificación de las amenazas y consecuencias, se procedió a analizar y establecer las barreras de protección necesarias para prevenir o mitigar los riesgos identificados. Estas barreras de protección incluyen medidas preventivas para evitar que los eventos no deseados ocurran, así como medidas de mitigación para reducir las consecuencias en caso de que ocurran.

El análisis reveló que el sistema de tratamiento de gas cuenta con diversas barreras de protección, como prácticas de diseño seguras, planes de mantenimiento e integridad, sistemas de protección contra incendios y sistemas de control de presión, entre otros. Estas barreras son fundamentales para garantizar la seguridad y la eficiencia del proceso de tratamiento de gas.

La metodología Bowtie proporcionó una visión clara y concisa de los riesgos y las medidas de control asociadas con cada etapa del sistema de tratamiento de gas. Esto facilitó la toma de decisiones informadas y la planificación de acciones preventivas y de respuesta en situaciones de emergencia. El estudio contribuye a mejorar la seguridad y la gestión de riesgos en el sistema de tratamiento de gas, fortaleciendo así la protección del personal, las instalaciones y el entorno en el ámbito industrial.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialista en Ingeniería del Gas.
Directora: Laura Patricia Prada Villamizar, Magíster en Ingeniería Química

Abstract

Title: Analysis of Protection Barriers in a Gas Treatment System Using the Bowtie Methodology*.

Author: Jose Esneyder Rodriguez Herreño**

Keywords: Process Safety, Bowtie, Threats, Barriers, Consequences, Gas Treatment.

Description

This monograph aims to identify and analyze the protection barriers of a gas treatment system using the Bowtie methodology. Throughout the study, the Bowtie methodology was applied to analyze potential undesired events, known as top events, that could occur at each stage of the gas treatment system. For each top event, threats and potential consequences were identified in detail.

Based on the identification of threats and consequences, the necessary protection barriers were analyzed and established to prevent or mitigate the identified risks. These protection barriers include preventive measures to avoid the occurrence of undesired events, as well as mitigation measures to reduce the consequences in case they occur.

The analysis revealed that the gas treatment system has various protection barriers, such as safe design practices, maintenance and integrity plans, fire protection systems, and pressure control systems, among others. These barriers are essential to ensure the safety and efficiency of the gas treatment process.

The Bowtie methodology provided a clear and concise view of the risks and control measures associated with each stage of the gas treatment system. This facilitated informed decision-making and the planning of preventive and responsive actions in emergency situations. The study contributes to improving safety and risk management in the gas treatment system, thus enhancing the protection of personnel, facilities, and the environment in the industrial context.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Gas Engineering Specialist. Director: Laura Patricia Prada Villamizar, Master in Chemical Engineering

Introducción

En las décadas de los años 70 y 80, ocurrieron diversos accidentes industriales que generaron graves consecuencias en términos de pérdida de vidas humanas y daños al medio ambiente. Entre ellos, destacan el caso de Flixborough en Gran Bretaña en 1974 (D. Hendershot, 2009), el incendio industrial en Seveso, Italia, en 1976 (Hekster, 2009) y la explosión en una planta de almacenamiento de gas en San Juanico en México en 1984 (D. C. Hendershot, 2014). Estos accidentes pusieron de manifiesto la necesidad de implementar sistemas de prevención y atención de accidentes, así como de contar con salvaguardas y barreras de protección adecuadas.

En respuesta a estos eventos, y debido a que las industrias han experimentado un crecimiento continuo, con procesos más complejos, en los que manejan mayores presiones, temperaturas extremas y sustancias químicas exóticas, se ha reconocido la importancia de la seguridad de procesos y el diseño basado en el riesgo para evitar la ocurrencia de accidentes y minimizar los impactos medioambientales.

En este contexto, los estados y las industrias han trabajado en el desarrollo de estándares y normativas internacionales para promover la seguridad de los procesos y reducir los riesgos asociados. Entre estos estándares se destacan la normativa Seveso I, II y III implementadas en la Unión Europea y la norma OSHA CFR 1910.119 en los Estados Unidos. Ambas normativas tienen como objetivo obligar a las instituciones a implementar procedimientos para garantizar la seguridad en las industrias que intervienen sustancias peligrosas con el fin de proteger la seguridad y la salud de los trabajadores, así como prevenir accidentes y minimizar los impactos adversos para el medio ambiente y las comunidades cercanas a las instalaciones industriales.

De igual manera, existe múltiples metodologías en las que se evalúa el riesgo, y que buscan establecer múltiples barreras de protección para prevenir o controlar los riesgos en los procesos industriales.

En el contexto colombiano, existen normativas como la ley 1523 del 2012 la cual establece los lineamientos para el manejo de la gestión del riesgo del desastre, el decreto 2157 del 2017 en el que se adoptan las directrices generales para la elaboración del plan del riesgo del desastre de las entidades públicas y privadas en el marco de la ley 1523.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, es fundamental avanzar en la implementación de estas barreras de protección basadas en el riesgo en los sistemas de tratamiento de gas. Esto implica realizar evaluaciones detalladas de riesgos, identificar escenarios de accidentes potenciales y diseñar estrategias de prevención y mitigación acorde a cada situación. Asimismo, se debe fomentar una cultura de seguridad de procesos en la industria y garantizar el cumplimiento de las regulaciones y estándares establecidos.

En la siguiente monografía se identificaron cuales barreras de protección basadas en el riesgo deben ser diseñadas en un sistema de tratamiento de gas tomado como caso de estudio, mediante la metodología Bowtie.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Identificar y analizar las barreras de protección de un sistema de tratamiento de gas mediante la metodología Bowtie.

1.2 Objetivos Específicos

Definir los procesos y equipos asociados al sistema de tratamiento de Gas.

Describir la metodología Bowtie.

Identificar las barreras de prevención y mitigación del proceso de tratamiento de gas.

Emitir las conclusiones y recomendaciones pertinentes derivadas de un análisis de riesgo Bowtie

2. Antecedentes y Estado del Arte

Este capítulo proporcionará una revisión completa y organizada de las referencias utilizadas, en contexto general con la industria del gas, los procesos de tratamiento del gas, abarcando la seguridad de procesos en el tratamiento del gas natural, las normativas relacionadas con la calidad del gas y los estudios de análisis de riesgos en la industria petroquímica. Esta revisión servirá como base sólida para el desarrollo de la monografía y ayudará a comprender los aspectos clave en la mejora de la seguridad y la calidad en el tratamiento del gas.

A nivel mundial, según el "Statistical Review of World Energy" desarrollado por BP en 2021, se estima que las reservas de gas ascienden a 188.1 billones de metros cúbicos. Rusia es el país con mayor reserva a nivel mundial, con un 19.9%, seguido de Irán con el 17.1% y Qatar con el 13.1% (*Bp Statistical Review of World Energy 2020, 2021*).

En cuanto a Colombia, según el último informe de gas natural desarrollado por Promigas en 2022, se estima que las reservas son de 3,164 Giga Pies Cúbicos (GPC), proyectadas para 8 años. El 52% de las reservas se encuentran en el departamento del Casanare y el 18% en La Guajira (*Analitik & Valora, 2022*).

Un sin número de autores, instituciones y empresas han estudiado e implementado los procesos de separación, tratamiento y mejora de los sistemas de la producción de gas. Dependiendo de su composición (hidrocarburos presentes), porcentaje de azufre, dióxido de carbono y contenido de agua, se han estudiado procesos de recuperación de hidrocarburos, remoción de gases ácidos, deshidratación del gas y remoción del mercurio presente en este, con el fin de optimizar los procesos y mejorar la calidad del producto final.

Según la normativa colombiana, La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la resolución 071 de 1999 establece el Reglamento Único del Transporte de Gas Natural (RUT), que aplica los parámetros mínimos de calidad para todos los agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte gas y teniendo en cuenta la resolución 054 del 2007, la cual modifica el numeral 6.3.1 del anexo general de la resolución 071 de 1999 e incluye que el punto de rocío por hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de lo 45°F (7.2°C) (Tabla 1).

Tabla 1.*Parámetros mínimos de calidad de gas*

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Máximo Poder calorífico Bruto (GHV) ⁽¹⁾	42,8 MJ/m ³	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) ⁽¹⁾	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido Líquido ⁽²⁾	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 gramos / 100PCS
Contenido de azufre máximo	23 mg/m ³	1 grano / 100PCS
Contenido de CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen ⁽³⁾	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,10%	0,10%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6 lb/MPCS
Temperatura máxima de entrega	49°C	120°F
Temperatura mínima de entrega	7,2°C	45°F
Contenido máximo de polvos y material de suspensión ⁽⁴⁾	1,6 mg/m ³	0,7 grano / 1000 PC

(1) Todos los datos en metro o pie cúbicos de gas están referidos a condiciones estándar.

(2) Los líquidos pueden ser; hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

(3) Se considera como máximo contenido de inertes la suma de contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

(4) El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones

Nota: Resoluciones CREG 071 de 1999

En cuanto a la seguridad de procesos, esta disciplina se centra en la prevención de accidentes de poca frecuencia, pero de consecuencias graves como incendios, explosiones y liberaciones químicas accidentales en instalaciones de procesos químicos (Crowl & Louvar, 2002).

Se han realizados estudios sobre la seguridad de procesos basada en el riesgo para unidades de tratamiento de gas de una planta de separación de condensados a través de la implementación de una simulación para la cuantificación del riesgo QRA, por medio de estas cuantificaciones se pudieron proponer métodos de reducción de riesgo y gestionar de manera práctica un diseño del proceso más seguro desde su etapa inicial (Lee et al., 2015).

Un estudio publicado por la Sociedad Americana de Química en el 2017 en Land Grant University, empleó la herramienta de análisis de riesgos Bowtie para su aplicación en un entorno de laboratorios, en este estudio describen los desafíos de identificar los peligros y gestionar los riesgos a los que están expuestos en un laboratorio de una forma sencilla empleando esta metodología (Mulcahy et al., 2017).

De acuerdo con la revisión bibliográfica realizada, se evidencia que son pocos los estudios publicados empleando la metodología Bowtie para un sistema de tratamiento de gas, esto debido a que este tipo de análisis se realizan de forma interna en las empresas.

3. El Gas Natural y su Tratamiento

En este capítulo se presentan los conceptos generales relacionados con el gas natural y sistemas de tratamiento que se tuvieron en cuenta para el desarrollo de esta monografía. Proporciona una descripción concisa del gas natural, incluida su composición y los diferentes procesos de tratamiento del gas.

3.1. Gas Natural

El gas natural es un combustible fósil que se caracteriza por su alto poder calorífico, se compone principalmente de hidrocarburos livianos, incluido el metano, el etano y pequeñas cantidades de propano, n-butano, pentano y otros hidrocarburos livianos. Se encuentra de forma natural en los yacimientos de gas como gas no asociado, y en yacimientos de petróleo o carbón como gas asociado. La composición del gas natural varía dependiendo del campo específico, formación, yacimiento o condiciones de extracción. En la siguiente tabla se presenta la composición general del gas Natural.

Tabla 2.

Composición general del gas natural.

Componente	Formula	Fracción molar
Metano	CH ₄	0.55 - 0.98
Etano	C ₂ H ₆	0.02 – 0.2
Propano	C ₃ H ₈	0.02 – 0.12
n-butano	C ₄ H ₁₀	0.02 – 0.06
i-butano	C ₄ H ₁₀	0.02 – 0.06
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0 - 0.01
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.01 - 0.03
Hexanos	C ₆ H ₁₄	0 - 0.01
Heptanos	C ₇ H ₁₆	0 – 0.01
Octanos	C ₈ H ₁₈	0 – 0.005
Nonanos	C ₉ H ₂₀	0 – 0.005
Decanos +	C ₁₀ H ₂₂	0 – 0.005
Dióxido de carbono	CO ₂	0.001 – 0.5
Nitrógeno	N ₂	0.005 – 0.065
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0 – 0.08

Nota: (Tristancho, 2016)

Dependiendo de su contenido de metano, hidrocarburos livianos e impurezas presentes se puede clasificar de la siguiente manera:

3.1.1. Gas Agrio

Se denomina gas agrio, al gas natural que contiene altas concentraciones mayores a 50 ppm de ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2) y contenidos menores de compuestos de azufre como mercaptanos, sulfuros y disulfuros (Faramawy et al., 2016). Se caracteriza por ser un gas tóxico y con olor desagradable por su contenido de azufre. Su concentración de impurezas presentes en el gas proveniente del pozo puede variar según la formación del yacimiento.

3.1.2. Gas Dulce

El gas dulce se caracteriza por sus bajas concentraciones de H_2S y CO_2 , este se puede obtener de forma natural según el yacimiento o después de los sistemas de endulzamiento en los que se remueve H_2S y CO_2 presentes en la corriente a tratar.

3.1.3. Gas Rico (Húmedo)

Se denomina gas rico o húmedo, al gas que presenta en su composición un alto contenido de hidrocarburos más pesados que el etano, se caracteriza por su alto poder calorífico y se emplea en las plantas de procesamiento de gas para la obtención de LNG (líquidos del gas Natural) y GLP (Gas Licuado del Petróleo).

3.1.4. Gas Pobre (Seco)

El gas pobre es el gas que en su composición presenta un alto contenido de metano, bajas concentraciones de hidrocarburos líquidos y puede tener impurezas como CO_2 y H_2S . Generalmente se puede obtener de forma natural según la formación del yacimiento o después de

procesos de deshidratación y endulzamiento si fuese el caso, comúnmente es el gas natural que se comercializa para la industria y el consumo del hogar.

3.2. Plantas de tratamiento de Gas Natural

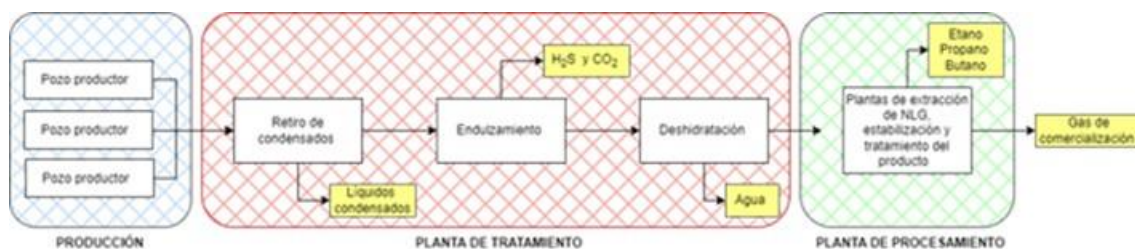
Las plantas de tratamiento de gas o plantas de acondicionamiento de gas son plantas que se encargan de tratar y procesar el gas natural proveniente de los campos productores de crudo o gas, con el objetivo de eliminar las impurezas y contaminantes presentes en la corriente y entregarlo dentro de las especificaciones de calidad establecidas por RUT (ver Tabla 1) para diversas aplicaciones desde transporte, distribución y comercialización.

Generalmente estas plantas se encuentran ubicadas cerca de los campos de producción con el fin de mitigar los problemas de corrosión, obstrucción de tuberías, formación de hidratos etc., generados muchas veces por las impurezas presentes en el gas. Dependiendo de la composición que tenga el gas proveniente del pozo extractor, ya sea como gas asociado o no asociado, se requiere realizar diferentes tratamientos con el fin de garantizar la calidad del producto dentro de las especificaciones establecidas para su comercialización y de igual manera garantizar la eficiencia y aprovechamiento del recurso.

Por lo general, las plantas de tratamiento de gas constan de tres unidades principales de procesamiento como se muestra sombreado de color rosado en la Figura 1.

Figura 1.

Diagrama de bloques para una planta de tratamiento de gas



3.2.1. Tratamiento Primario

Muchos de los pozos de gas natural tienen la suficiente presión del reservorio para extraer los fluidos de la formación (agua, gas e hidrocarburos líquidos) hasta la superficie, estos fluidos generalmente se encuentran a altas temperaturas y presiones, esta mezcla de fluidos se somete inicialmente a un tratamiento primario en el que se retiran: hidrocarburos líquidos, agua y sólidos del gas provenientes del pozo mediante equipos de separación gas-líquido y filtración.

El proceso de separación ocurre dentro de separadores bifásicos, trifásicos o baterías de separación (separadores de alta y baja presión) configurados de tal manera que retiren la mayor cantidad posible de líquidos condensables. En algunas estaciones de tratamiento que presentan fluctuaciones del fluido producido, se implementa sistemas especiales como Slug Cárcher con el objetivo de amortiguar los flujos pulsantes en la entrada de la estación (Coker & Ludwig, 2007).

Estos separadores son recipientes a presión, los cuales, mediante la separación de fases y el asentamiento por gravedad, el gas se retira por la parte superior del recipiente y pasa a través de un extractor de niebla para retirar las pequeñas gotas de líquidos aun presentes en el gas, mientras que los fluidos líquidos (Agua e hidrocarburos líquidos) se acumulan en el recipiente y mediante un lazo de control de nivel se evacuan por la parte inferior o lateral del recipiente.

Figura 2.

Separador bifásico horizontal

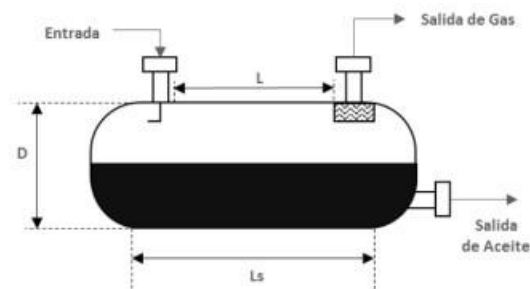
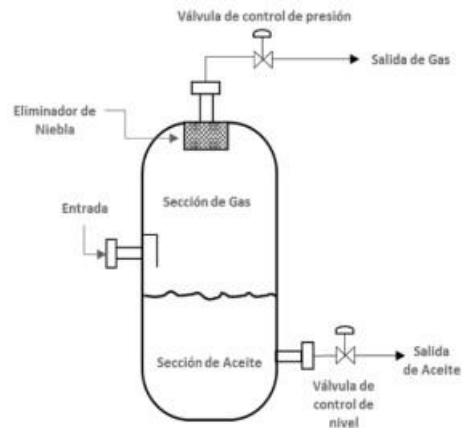


Figura 3.*Separador bifásico vertical***3.2.1. Endulzamiento**

El proceso de endulzamiento se lleva a cabo con el objetivo de remover las impurezas de CO₂ y H₂S presentes en el gas generalmente conocidos como gases ácidos; La presencia de estas impurezas en el gas puede generar problemas de corrosión, manejo y procesamiento, entre otros; por lo que es necesario ser removidas para cumplir las especificaciones de calidad del gas Natural.

Actualmente, existen varios métodos disponibles para el endulzamiento de gas, como el tratamiento de gas con aminas, solventes físicos o adsorción sólida. La elección del método de remoción de gases ácidos depende principalmente de factores como las condiciones del proceso, concentraciones de gases ácidos en el gas de entrada, los niveles requeridos de eliminación y los costos económicos, que pueden influir en la selección del proceso adecuado.

El objetivo principal de estos procesos es remover selectivamente los gases ácidos sin afectar el metano u otros compontes valiosos presentes en la corriente a tratar.

Uno de los métodos más empleados en la industria es el tratamiento con aminas. Este implica el uso de una solución de aminas, como monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA)

o metil dietanolamina (MDEA), las cuales tienen una gran afinidad con el H_2S y CO_2 , permitiendo su captura eficiente durante el proceso de endulzamiento.

En el proceso de endulzamiento con amina, la corriente de gas (agrio) rica en H_2S y CO_2 se hace pasar por una columna de absorción, en esta columna el gas rico entra por la parte inferior de la columna mientras que por la parte superior entra la solución de amina y a medida que desciende sobre la columna entra en contacto con el gas y se genera una transferencia de masa entre la solución de amina y el componentes de H_2S y CO_2 , en la parte superior de la columna sale el gas (dulce) pobre sin presencia de impurezas y en el fondo de la columna sale la solución de amina rica en H_2S y CO_2 la cual es enviada a un sistema de regeneración para su posterior reutilización en el proceso.

3.2.3. Deshidratación del gas

El gas natural a menudo contiene cantidades significativas de vapor de agua, que puede originarse en las formaciones geológicas, o saturarse durante el proceso de endulzamiento con soluciones acuosas de aminas. El vapor de agua es la impureza más común que se encuentra en la corriente de gas de producción, por lo tanto, es crucial retirarlo del proceso, debido a los problemas que pueden ocasionar en la operación, como la formación de hidratos, la corrosión y la erosión, lo que provoca obstrucciones en las tuberías.

Además, un alto contenido de vapor de agua aumenta el volumen del gas y reduce su poder calorífico, lo que afecta la calidad general del gas. Debido a esto, el gas debe someterse a un proceso de deshidratación para eliminar el agua presente. Actualmente, hay varios métodos disponibles para la deshidratación del gas natural, en los que se incluye la absorción usando líquidos desecantes, adsorción usando sólidos desecantes y separación por membranas permeables, entre otros. Estos métodos pueden ser aplicados de forma individual o combinados con el objetivo

de reducir los contenidos de agua a la corriente de gas hasta las especificaciones de calidad requeridas(GPSA, 2004).

3.2.3.1. Deshidratación con Glicol. El proceso de deshidratación por absorción con líquidos desecantes se centra en la eliminación del vapor de agua presente en la corriente de gas mediante la utilización de un líquido altamente higroscópico; las soluciones de glicol, incluido dietilenglicol (DEG) y Trietilenglicol (TEG) comúnmente se utilizan como absorbentes en este proceso.

Entre las opciones, el TEG es ampliamente favorecido debido a su capacidad para lograr una mayor depresión del punto de rocío (que oscila entre los 0°F y los 120°F) y una eficiencia de remoción superior. Además, el TEG ofrece ventajas como la facilidad de regeneración y las bajas pérdidas por vaporización, lo que lo convierte en un proceso eficaz ampliamente utilizado en la industria.(GPSA, 2004)

El proceso de deshidratación con TEG involucra dos unidades principales: la unidad de deshidratación y la unidad de regeneración de glicol, la unidad de deshidratación consta de una columna de absorción o torre contactora, que opera a bajas temperaturas y altas presiones para eliminar el agua presente en el gas. La columna de absorción está equipada con placas perforadas o lecho empacado de empaques estructurados o anillos rasching, Su finalidad es maximizar el área de contacto gas -TEG, favoreciendo la remoción del agua presente en el gas.

En el proceso de deshidratación, el gas húmedo, proveniente del proceso de endulzamiento o del sistema de tratamiento primario, ingresa a la sección inferior de la columna de absorción. A medida que el gas sube por la torre, se encuentra con la solución de TEG que desciende, El TEG que fluye a contracorriente del gas, absorbe el vapor de agua presente en la corriente del gas. Esta Absorción tiene lugar cuando el gas entra en contacto con la solución de TEG, secando

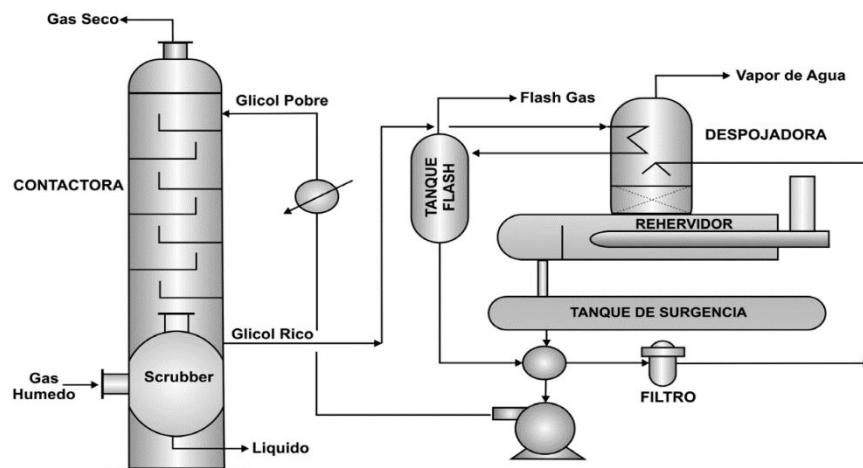
gradualmente el gas a medida que el trietilenglicol desciende de la torre se satura con el vapor de agua y otras impurezas absorbidas del gas.

Por otro lado, la corriente de gas, ahora reducida a bajas concentraciones de vapor de agua es evacuada por la parte superior de la torre, se incorpora a planta de procesamiento en la recuperación LGN o sistemas de compresión para la inyección al gasoducto.

La solución de TEG rica en agua, que ahora tiene el agua e impurezas removidas del gas, se recolectan y se descargan por la parte inferior de la columna, luego se envía a la unidad de regeneración del glicol, donde se realizan más procesos de tratamiento y purificación para la eliminar las impurezas y regenerar el TEG para su reutilización.

Figura 4.

Diagrama de sistema deshidratación con glicol



Nota:(GPSA, 2004)

En general el proceso de deshidratación con TEG elimina eficazmente el agua de la corriente de gas, evitando problemas como formación de hidratos, la corrosión y la reducción del contenido de energía. Asegura la calidad e integridad del gas natural para su posterior procesamiento o transporte.

4. Seguridad de Procesos y Metodología Bowtie

El presente capítulo tiene como objetivo abordar la seguridad de procesos y la metodología Bowtie como una herramienta efectiva para la gestión del riesgo en las operaciones industriales. Se expondrán los principales fundamentos relacionados con la seguridad de procesos, abarcando conceptos como identificación de peligros, el análisis de riesgo, la importancia de la cultura de seguridad de procesos y normativas vigentes aplicables. Asimismo, se presenta en detalle la metodología Bowtie, resaltando su aplicabilidad y las ventajas en la gestión del riesgo.

4.1. Seguridad de Procesos y su Importancia en la Industria

La seguridad de procesos es una disciplina que se enfoca en la identificación, evaluación y mitigación de los peligros inherentes a un proceso. Su objetivo principal es prevenir accidentes graves, tales como explosiones, incendios o la liberación de sustancias tóxicas. Estos accidentes suelen tener una baja probabilidad de ocurrencia, pero altas consecuencias que pueden ser económicas, catastróficas para el personal, las comunidades circundantes, la infraestructura y el medio ambiente (Crowl & Louvar, 2002)

La seguridad de procesos se basa en un enfoque integral, que involucra la implementación de medidas preventivas y de control para minimizar los riesgos asociados a planta que maneje procesos químicos. Esto implica la identificación de posibles amenazas, la evaluación de sus impactos potenciales y la adopción de acciones para mitigarlos.

La importancia de la seguridad de procesos radica en la prevención de eventos adversos que podrían tener consecuencias devastadoras. Además de los riesgos para la vida y la salud, un accidente grave puede ocasionar daños económicos significativos, afectando la reputación de la empresa y generando impactos negativos a largo plazo.

El objetivo principal de la seguridad de procesos es salvaguardar la vida humana y el entorno en el cual se llevan a cabo las actividades industriales. Para lograrlo, se utilizan herramientas y técnicas como el análisis de riesgos, el diseño seguro de instalaciones, la implementación de sistemas de control y monitoreo, así como la capacitación y concientización del personal.

En la seguridad de procesos, existe varios conceptos claves que son fundamentales para comprender y abordar eficazmente los riesgos asociados a los procesos industriales. Estos conceptos incluyen:

- Incidente: Suceso imprevisto o no deseado que interrumpe o interfiere el desarrollo de una actividad sin consecuencia adicional.
- Peligro: Objeto, sustancia, condición física, fuente o situación, que tiene la suficiente energía y por lo tanto el potencial de causar daño, lesiones, enfermedades, daños a la propiedad o al medio ambiente.
- Riesgo: La nueva definición abandona la visión del ingeniero (“el riesgo es la combinación de la probabilidad del evento y sus consecuencias”) para vincular los riesgos a los objetivos de cual organización o proyecto: “el riesgo es el efecto de la incertidumbre sobre los objetivos. Entonces, riesgo es contar con información insuficiente para tomar una decisión y exponerse en búsqueda de un objetivo o resultado.
- Accidente: Evento o secuencia de eventos no deseados e inesperados que causan lesiones a personales y/o daños ambientales y/o pérdidas materiales, son el resultado de una falla en los sistemas de control, los procedimientos operativos, el equipo, las instalaciones o alguna acción humana que pueden ser causados por diversas circunstancias, como errores humanos, fallas

de los equipos, condiciones inseguras, eventos naturales adversos o una combinación de todos estos factores.

4.2. Identificación de los Peligros y Evaluación de los Riesgos

La identificación de peligros y la evaluación de riesgos son procesos fundamentales en la seguridad de procesos. Estas etapas permiten identificar los posibles peligros presentes en un proceso industrial y evaluar los riesgos asociados a dichos peligros. A continuación, se explica en detalle cada una de estas etapas:

4.2.1. Identificación de Peligros

La identificación de peligros implica identificar todas aquellas situaciones o condiciones que pueden causar daño o representar un riesgo para las personas, el medio ambiente, las instalaciones y los activos (Fernández et al., 2012). Durante esta etapa, se busca identificar los diferentes tipos de peligros presentes en un proceso, como sustancias químicas peligrosas, equipos críticos, condiciones operativas adversas, entre otros. Se pueden utilizar diversas técnicas y herramientas, como inspecciones, análisis de datos históricos, revisión de documentación técnica y la experiencia del personal involucrado.

Los tipos de peligros que pueden identificarse se pueden clasificar en cuatro grandes categorías (Fernández et al., 2012)

- Accidentes con efectos de radiación: incendios
- Accidentes con efectos de ondas de Choque: explosiones y ruptura de recipientes
- Accidentes con efectos proyectil “pedazos de metal volando”: explosiones y ruptura de recipientes.
- Accidentes con efectos tóxicos: liberación de gases, polvos, sustancias tóxicas.

4.2.2. Evaluación de Riesgos

Una vez identificados los peligros, se procede a evaluar sus riesgos. La evaluación de riesgos consiste en analizar la probabilidad de que ocurra un evento no deseado y las posibles consecuencias en términos de daños o impactos. Para ello, se considera la frecuencia con la que se presentan las causas o amenazas o la probabilidad de ocurrencia del evento final y la magnitud de las consecuencias en caso de que se materialice el riesgo. La evaluación de riesgos se puede realizar cualitativamente, asignando niveles de riesgo (bajo, medio, alto), o cuantitativamente, utilizando técnicas de análisis cuantitativo de riesgos, como el análisis probabilístico o análisis de consecuencias.

Existen diversas metodologías de análisis de riesgos que se utilizan en el campo de la seguridad de procesos para la identificación de los peligros y evaluación de los riesgos. A continuación, se presentan algunas de las metodologías más comunes:

4.2.2.1. Análisis Preliminar de Peligros (PHA). El PHA (Preliminary Hazard Analysis) es una metodología que se utiliza para realizar una evaluación preliminar de los peligros asociados con un proceso o sistema. Se identifican los peligros potenciales y se evalúan sus consecuencias, la probabilidad de ocurrencia y la exposición. El PHA es una herramienta útil en las etapas iniciales de diseño o implementación de un proceso, para identificar los peligros y tomar decisiones informadas.

4.2.2.2. Estudio de Peligros y Operabilidad (HAZOP). El HAZOP (*HAZards OPerability studies*) es un método cualitativo que permite identificar los peligros potenciales, riesgos operativos y deficiencias en el diseño de una instalación o proceso industrial.

Durante un estudio HAZOP, un equipo multidisciplinario de expertos examina sistemáticamente cada elemento y etapa clave de un proceso industrial utilizando una guía de palabras descriptivas. Palabras descriptivas, como "más", "menos", "ninguno", "desviación", etc., se aplican a cada parámetro del proceso (por ejemplo, temperatura, presión, caudal, nivel) para explorar posibles desviaciones y escenarios de riesgo.

Se analiza cómo estas desviaciones podrían ocurrir y qué consecuencias podrían tener. Además, se identifican medidas de mitigación y se recomiendan cambios en el diseño o mejoras operativas para reducir los riesgos identificados. Actualmente, esta técnica se utiliza con la evaluación del nivel del riesgo utilizando una matriz de análisis de riesgos (RAM).

4.2.2.3. Estudio ¿Qué Pasaría Sí? “What If?”. Esta metodología tiene como objetivo identificar y analizar cualitativamente las desviaciones respecto al comportamiento normal del proceso, que pudiese dar lugar a eventos no deseados, se basa principalmente en la formulación de preguntas entorno a detectar desviaciones del diseño, construcción u operación. Al igual que, en la técnica HAZOP, actualmente, se aplican con la evaluación del nivel del riesgo utilizando una matriz de análisis de riesgos (RAM).

4.2.2.4. Análisis de Árbol de Fallas (FTA). El FTA es una técnica que se utiliza para analizar las causas y consecuencias de un evento no deseado, representándolas en forma de un árbol de fallas. Se identifican los eventos primarios y las causas que pueden llevar a un evento no deseado, y se evalúan las probabilidades de ocurrencia y las consecuencias. Esta metodología ayuda a comprender las secuencias lógicas y las cadenas de eventos que pueden llevar a un accidente o incidente.

4.2.2.5. Análisis Árbol de Eventos (ETA). Es una metodología de análisis cuantitativo y cualitativo empleada para identificar y evaluar los eventos futuros y posibles consecuencias de hipotéticos accidentes a partir de sucesos iniciales indeseados verificando así las salvaguardas previstas existentes.

El desarrollo de un árbol de eventos consta de las siguientes etapas:

- Identificación del evento inicial.
- Identificación de eventos intermedios.
- Establecimientos de probabilidades de ocurrencia.
- Identificación de eventos finales.
- Evaluación de las consecuencias.

4.3. Análisis Bowtie

El Bowtie es una metodología de análisis de riesgos que se utiliza para visualizar o mostrar de forma gráfica los peligros, las amenazas, los eventos no deseados y las barreras de control asociadas a un sistema, desde la causa iniciadora hasta las consecuencias finales. Resulta de la combinación de dos técnicas diferentes entre el análisis de árbol de fallas en las que se analizan las causas de un evento y el árbol de eventos en que se analizan las consecuencias, mediante un diagrama en forma de corbatín en que el FTA se ubica en el costado izquierdo, en el centro el evento top y al lado derecho análisis ETA (ver Figura 5).

Figura 5.

Modelo general de análisis de un diagrama Bowtie



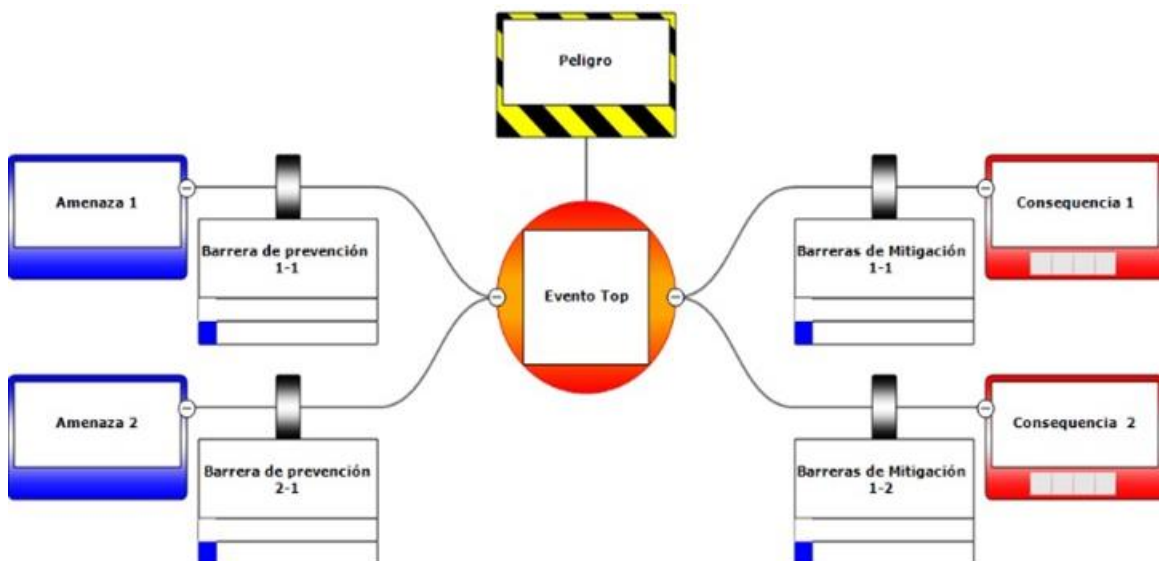
El objetivo principal de la metodología Bowtie es comunicar los riesgos de una manera clara y sencilla, proporcionar el nivel adecuado de detalle para facilitar la comprensión y toma de decisiones basada en el riesgo, presentado de manera gráfica.

4.3.1. Modelo de Análisis Bowtie

El modelo de análisis Bowtie consta de varios elementos que permiten visualizar y analizar de manera sistemática los riesgos y las barreras de control asociadas con un evento no deseado.

Figura 6.

Estructura del diagrama Bowtie



Los componentes principales que conforman el modelo de análisis Bowtie son los siguientes:

4.3.1.1. Peligro. Objeto, sustancia, condición física, fuente o situación, que tiene la suficiente energía y por lo tanto el potencial de causar daño, lesiones, enfermedades, daños a la propiedad o al medio ambiente, como se muestra en la Figura 6.

4.3.1.2. Evento Top. También se conocen como evento iniciador, incidente inicial o pérdida de control inicial, se ubica en el centro del diagrama de corbatín (Figura 6). Son considerados el escenario más extremo y poco probables, capaz de superar las barreras de prevención existentes en un escenario o sistema, Este tipo de evento suele tener una baja probabilidad de ocurrencia, pero si llega a suceder, puede tener consecuencias graves o catastróficas.

4.3.1.3. Amenazas. Se ubican a la derecha del diagrama de corbatín (Figura 6), son las causas que pueden activar los peligros y desencadenar el evento top. Las amenazas pueden ser eventos naturales, errores humanos, fallos técnicos u otras causas que pueden llevar a la ocurrencia del evento límite.

4.3.1.4. Barreras Preventivas. Son las medidas preventivas o de control que se implementan para prevenir que las causas o las amenazas materialicen el evento top. Estas barreras pueden ser físicas (como sistemas de seguridad, lazos de control), procedimientos operativos, entrenamiento, sistemas de alarma, entre otros.

Para que una barrera preventiva sea efectiva y cumpla su función de mitigar o evitar la ocurrencia de un evento no deseado, deben cumplirse ciertos criterios clave. Estos criterios son fundamentales para garantizar la eficacia de la barrera y la protección adecuada frente a los riesgos identificados.

4.3.1.5. Consecuencias. Son los resultados o impactos que resultan de la liberación de un peligro, es decir si el evento top se materializa. Pueden incluir daños físicos, pérdidas económicas, impactos ambientales, lesiones, muertes, etc.

4.3.1.6. Barreras de Mitigación. Son todas las medidas, acciones o estrategias implementadas para reducir o controlar las consecuencias finales una vez ha ocurrido el evento limite. Estas medidas se diseñan con el objetivo de prevenir o minimizar las consecuencias negativas y proteger la seguridad, la salud y el medio ambiente. Estas son importantes que cumplan con ciertos criterios clave. Estos criterios aseguran que la barrera pueda actuar de manera eficiente y adecuada para minimizar los impactos negativos en caso de que ocurra el evento.

Algunos de los criterios para que, tanto una barrera de prevención como de mitigación sean efectiva son:

- **Relevancia:** La barrera debe estar directamente relacionada con las amenazas específicas y las causas identificadas. Debe ser apropiada para prevenir o reducir el riesgo del evento no deseado en particular.
- **Eficacia:** La barrera debe tener un impacto significativo en la reducción de la probabilidad de que ocurra el evento no deseado. Debe ser capaz de controlar o mitigar adecuadamente las causas o amenazas identificadas.
- **Capacidad de respuesta:** La barrera debe ser capaz de responder rápidamente ante cambios en las condiciones operativas o en las amenazas. Debe estar diseñada para actuar en tiempo real si es necesario.
- **Conciencia y entrenamiento:** El personal involucrado debe estar consciente de la existencia y funcionamiento de la barrera, y debe recibir entrenamiento adecuado para utilizarla correctamente.

- Eficacia en la reducción de consecuencias: La barrera debe ser capaz de reducir significativamente las consecuencias del evento no deseado. Debe estar diseñada y configurada para actuar de manera efectiva en la mitigación de los impactos negativos.
- Implementación adecuada: La barrera debe ser implementada y utilizada correctamente. Todos los procedimientos y controles asociados deben estar en su lugar y ser ejecutados de manera adecuada.
- Rapidez de respuesta: La barrera debe tener la capacidad de actuar rápidamente ante la ocurrencia del evento no deseado. La prontitud en la respuesta es crucial para minimizar los daños.
- Capacidad de adaptación: La barrera debe ser flexible y adaptarse a diferentes escenarios de eventos no deseados. Debe poder ajustarse según las circunstancias cambiantes.
- Capacidad de redundancia: En algunos casos, tener barreras de mitigación redundantes o múltiples puede aumentar la eficacia en la reducción de las consecuencias. La presencia de una barrera no debe ser el único medio de mitigación.
- Capacidad de comunicación y coordinación: Si la implementación de la barrera requiere coordinación entre diferentes equipos o partes interesadas, debe existir una comunicación efectiva y clara para asegurar una acción coordinada.
- Capacidad de protección a largo plazo: La barrera debe ser capaz de mantener su eficacia a lo largo del tiempo y no perder su funcionalidad con el paso del tiempo.
- Monitoreo y mantenimiento: La barrera debe ser objeto de monitoreo continuo y mantenimiento adecuado para asegurar que esté operativa y funcione correctamente cuando se necesite.

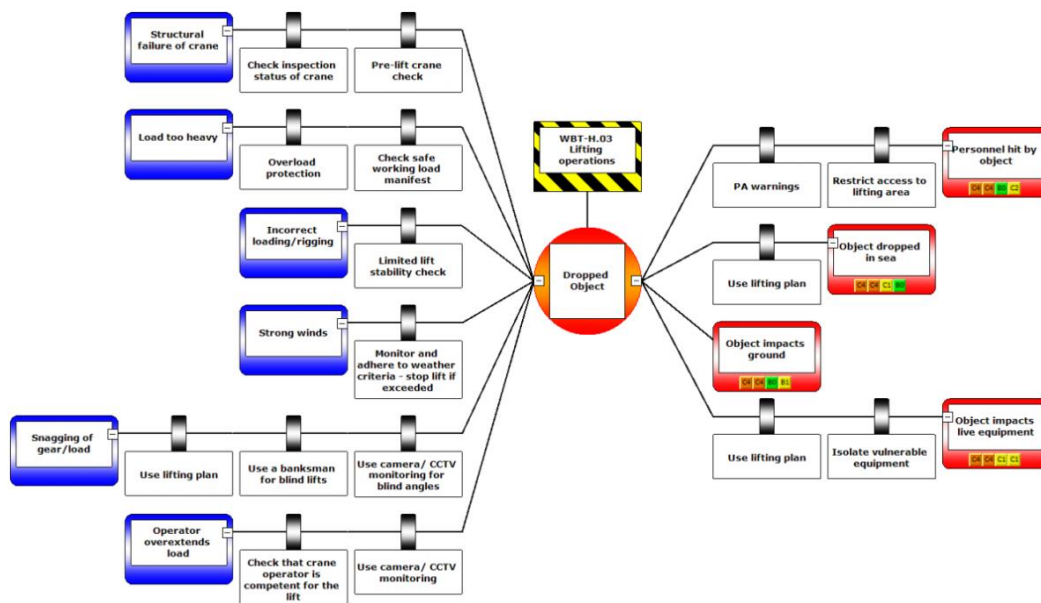
- Documentación y seguimiento: La barrera de mitigación debe estar debidamente documentada en los planes de seguridad y gestión de riesgos. Además, se deben realizar evaluaciones periódicas para asegurar su efectividad y realizar mejoras si es necesario.

4.3.2. BowtieXp

BowTieXP es el software desarrollado por Risk Management Solutions, utilizado para facilitar el análisis de riesgos y la creación de modelos de análisis Bowtie. El software se basa en la metodología Bowtie y genera una interfaz gráfica intuitiva para la construcción y la gestión de las barreras. Permite crear fácilmente diagramas de corbatín para evaluar el riesgo en cualquier campo de la industria. BowTieXP es único en su capacidad para visualizar riesgos complejos de una manera comprensible, pero también permite planes de mejora detallados basados en riesgos.

Figura 7.

Diagrama Bowtie en BowtieXP



Nota: Página oficial De BowtieXP

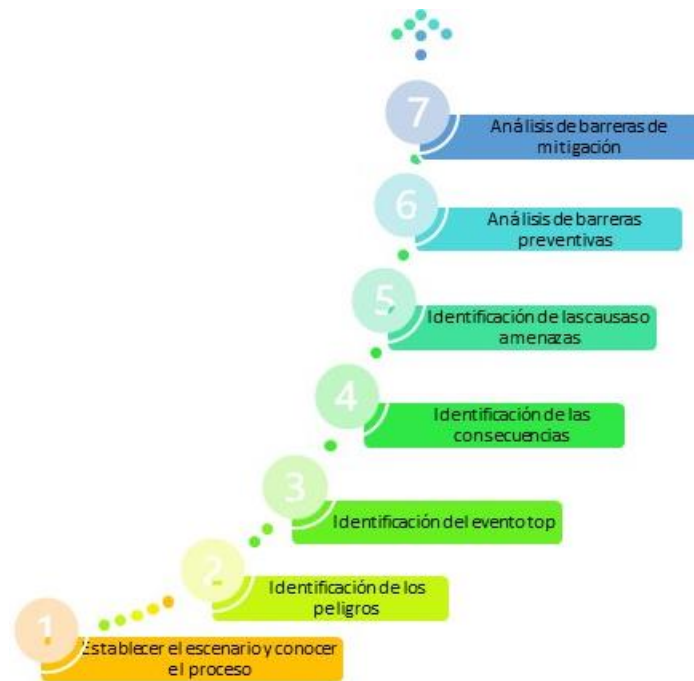
Algunas características principales del BowtieXP incluye:

- *Construcción de diagramas de Bowtie*: Permite crear diagramas de Bowtie utilizando una interfaz gráfica, arrastrando y soltando elementos y estableciendo relaciones entre amenazas, causas, barreras y consecuencias.
- *Identificación de los componentes de un evento de alto riesgo*: Facilita la identificación de amenazas, causas y consecuencias relacionadas con un evento no deseado específico.
- *Evaluación de riesgos*: Permite asignar las frecuencias de aparición de las amenazas junto con las probabilidades de falla en demanda de las barreras y consecuencias a las diferentes ramas del diagrama de Bowtie, lo que facilita la evaluación cuantitativa y cualitativa de los riesgos.
- *Análisis de barreras*: Permite evaluar la efectividad de las barreras de control existentes y analizar cómo afectan la probabilidad y la consecuencia de los eventos no deseados.
- *Escenarios de riesgo*: Permite simular y analizar diferentes escenarios de riesgo cambiando los parámetros de probabilidades y consecuencias en el diagrama de Bowtie.
- *Informes y documentación*: Permite generar informes detallados y documentos de análisis de riesgos para comunicar los resultados del análisis a las partes interesadas.

4.3.3. Paso a Paso para la Aplicación de la Metodología Bowtie

Figura 8.

Metodología para la aplicación del Bowtie.



- Paso 1: *Establecer el escenario y conocer el proceso*

Inicialmente, se debe definir claramente el escenario del riesgo al cual se le aplicará la metodología Bowtie. Esto implica entender el proceso o actividad que se desea analizar y los equipos asociados. Es esencial tener un conocimiento profundo de la filosofía de operación y control del sistema, así como identificar a las personas involucradas en su funcionamiento.

- Paso 2: *Identificación de los peligros*

En esta etapa, el equipo de análisis debe llevar a cabo una revisión exhaustiva del escenario para identificar todos los peligros potenciales que puedan presentarse. Un peligro es una situación o fuente que tiene el potencial de causar daño o pérdida, y es fundamental identificarlos para abordarlos adecuadamente en el análisis.

- Paso 3: *Identificación del evento iniciador o evento top*

Una vez que se han identificado los peligros, el siguiente paso es determinar el evento no deseado que se desea analizar. El evento top es el escenario específico que se pretende prevenir o mitigar mediante el uso de la metodología Bowtie. Al identificar este evento, se proporciona un enfoque más específico para el análisis y la toma de decisiones.

- Paso 4: *Identificación de las consecuencias*

Una vez que se han identificado las causas, el siguiente paso es determinar las consecuencias asociadas con la ocurrencia del evento tope. Estas consecuencias pueden variar en gravedad y alcance, desde daños materiales hasta lesiones personales o impactos ambientales. Evaluar las consecuencias es esencial para entender la magnitud del riesgo asociado al evento top.

- Paso 5: *Identificación de las causas o amenazas*

En esta fase, el equipo de análisis identifica todas las causas o amenazas que podrían contribuir a la ocurrencia del evento tope. Estas causas pueden ser variadas, incluyendo factores operacionales, errores humanos, fallas técnicas, entre otros. Es fundamental una investigación exhaustiva y multidisciplinaria para asegurar que se identifiquen todas las posibles causas.

- Paso 6: *Identificación de las barreras preventivas*

Las barreras preventivas son medidas o controles diseñados para evitar que el evento no deseado ocurra. Se enfocan en reducir la probabilidad de que suceda el evento o en eliminar por completo las causas que podrían llevar a dicho evento.

- Paso 7: *Identificación de las barreras de mitigación*

Las barreras de mitigación se enfocan en minimizar el impacto causado por el evento top en caso de que se materialice, estas barreras son diseñadas o establecidas para responder de manera efectiva y rápida ante el evento, evitando que se propague o cause daños mayores.

5. Descripción del Proceso del Caso de Estudio

En este capítulo, se presenta la descripción del proceso de deshidratación con glicol de una planta de tratamiento de gas en un campo colombiano, escogido como caso de estudio para el análisis de las barreras de protección mediante la metodología Bowtie. Este proceso ha sido seleccionado debido a su relevancia en la industria del Oil & Gas y su importancia en los sistemas de tratamiento del gas natural.

Se proporcionará una descripción completa del proceso de deshidratación con glicol, en el cual se incluyen los pasos claves involucrados y las operaciones necesarias para lograr el objetivo final del tratamiento, la descripción de su filosofía de control y las protecciones presentes. Para una comprensión más completa se presentará el diagrama de flujo de proceso (PFD) en el Apéndice A y los diagramas de tubería e instrumentación (P&IDs) correspondientes desarrollados en el Apéndice B para este caso de estudio. Estos diagramas proporcionarán una representación visual detallada de los equipos, las tuberías, los instrumentos y los lazos de control utilizados en el proceso de deshidratación con glicol.

Para el desarrollo de esta monografía, se ha elegido como caso de estudio una planta de tratamiento de gas en un campo colombiano. Esta planta de tratamiento de gas está equipada con varios trenes de deshidratación que utilizan glicol, cada tren de deshidratación consta de una unidad de enfriamiento primario, separación de condensados, una unidad de deshidratación con glicol y una unidad de regeneración de glicol, los trenes de tratamiento se encargan de tratar el gas proveniente de los trenes de separación de alta presión A&B (V-111/211) y de la tercera etapa de compresión V-114/214 que se encuentran aguas arriba del proceso de deshidratación. Su objetivo

principal es eliminar el contenido de agua presente en la corriente de gas, preparándola para su posterior envío a un sistema de compresión.

Para el desarrollo de este análisis únicamente se presentará un tren de tratamiento de gas, se describirá detalladamente cada una de las etapas que componen el tren de tratamiento, los diferentes equipos y procesos interrelacionados que trabajan en conjunto para la remoción de agua presente en el gas.

5.1. Condiciones de Entrada al Sistema de Tratamiento de Gas

El gas destinado a ser procesado en el tren de tratamiento presenta una composición específica, la cual se encuentra detallada en la Tabla 3. Asimismo, se encuentra sometido a ciertas condiciones de entrada, las cuales se encuentran descritas en la Tabla 4.

Tabla 3.

Composición del gas de entrada al tren de tratamiento.

Componente	Formula	Fración molar
Metano	CH ₄	0,7220
Etano	C ₂ H ₆	0,1109
Propano	C ₃ H ₈	0,0607
i-butano	C ₄ H ₁₀	0,0130
n-butano	C ₄ H ₁₀	0,0160
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0043
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0029
n-hexano	C ₆ H ₁₄	0,0027
Hidrocarburos pesados	C ₇₊	0,0007
Nitrógeno	N ₂	0,0034
Dióxido de carbono	CO ₂	0,0608
Agua	H ₂ O	0,0027

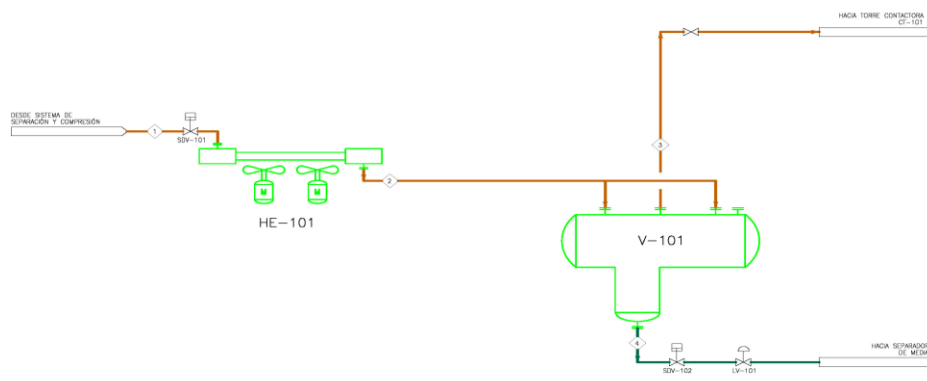
Tabla 4.*Condiciones de entrada al tren de tratamiento*

Variable	Valor	Unidades
Flujo	180	MMSCFD
Temperatura	108,5	°F
Presión	505	psig

5.2. Descripción del Proceso

5.2.1. Unidad de Enfriamiento Primario y Separación de Condensados

El gas proveniente de etapas de separación inicial ingresa a los trenes de deshidratación a través de una línea de 24" a una presión de 505 psig y una temperatura de 108.5 °F (Corriente 1). En esta primera etapa el enfriador de tiro forzado HE-101 desciende la temperatura de la corriente 1 hasta alcanzar una temperatura de 95°F (Corriente 2). Posteriormente el gas se dirige al separador de gas de proceso V-101 a través de la línea de 24", el cual opera a una presión de 490 psig y una temperatura de 95 °F. El líquido acumulado en la bota del separador (corriente 4) es enviado por control de nivel hasta el separador de media presión, V-102, a través de la línea de condensados de 4", y el gas separado (corriente 3) es enviado a la unidad de deshidratación.

Figura 9.*Diagrama de Flujo de proceso enfriador HE-101 y separador V-101*

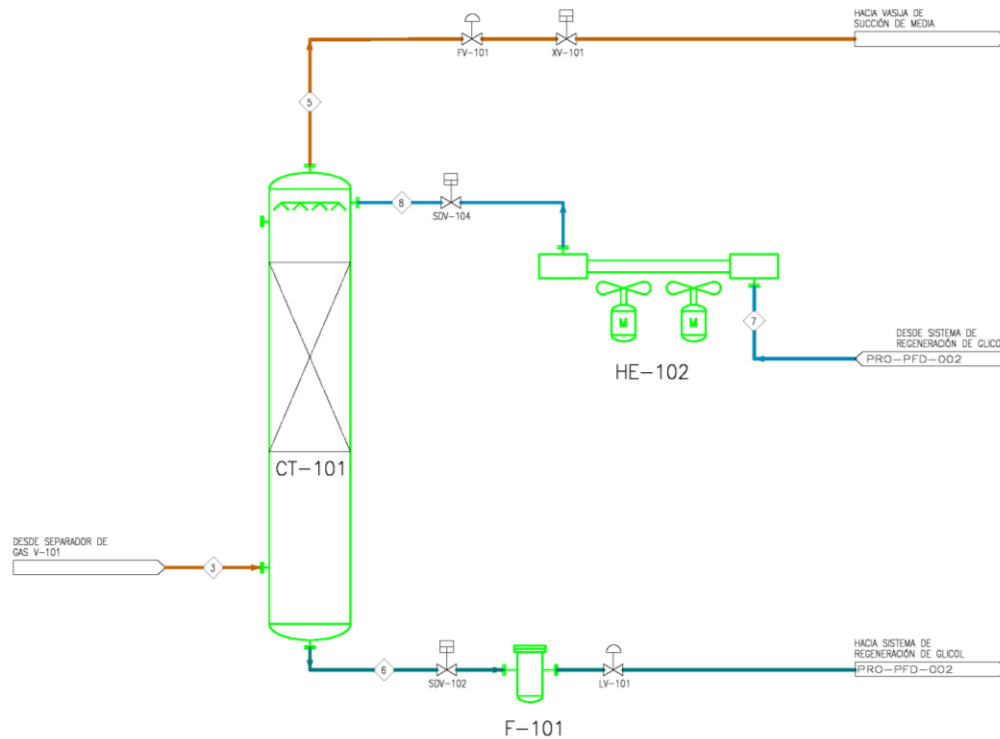
5.2.2. Unidad de Deshidratación con Glicol

El gas húmedo proveniente del separador V-101 (corriente 3), ingresa mediante una línea de 24” por la parte inferior de la torre contactora CT-101 la cual es una torre empacada que opera a una presión de 495psig y 90 °F, donde el gas se deshidrata en contracorriente con TEG de una alta pureza (>99.5%), que ingresa por la parte superior de la torre mediante una línea de 4” (corriente 8) a una presión de 495 psig y temperatura de 120°F y entra en contacto en contracorriente con el gas húmedo, donde el glicol absorbe el agua contenida en el gas.

Posteriormente el glicol saturado en agua “glicol rico” (corriente 6), sale de la torre contactora por la parte inferior hacia la unidad de regeneración de TEG (tri-etilenglicol), pasando antes por el skid de filtración, F-101, a través de una línea de 4”.

El gas seco, libre de agua, de la contactora de glicol (corriente 5), es dirigido hacia el cabezal de recolección en 36”, donde es enviado hasta las vasijas de succión de media presión de los compresores de gas de reinyección de media, V-221 a través de una línea de 24”.

El flujo de glicol pobre que alimenta la torre contactora viene del enfriador de glicol HE-102, de la unidad de regeneración a través de una línea de 4”.

Figura 10.*Diagrama de Flujo de proceso*

5.3. Filosofía de Operación y Control

A continuación, presentamos la filosofía de operación de cada uno de los sistemas previamente descritos en el proceso del tren de tratamiento de gas. Para brindar una comprensión completa, la información se complementa con la ayuda de los diagramas de tuberías e instrumentación desarrollados en el Apéndice B. Estos diagramas ofrecen una representación visual que complementa las descripciones proporcionadas a continuación.

5.3.1. Enfriadores de Gas HE-101

El enfriador de tiro forzado para el enfriamiento de gas de proceso (HE-101), está diseñado para operar con una temperatura a la salida aproximada a mínima 95 °F, considerando una temperatura ambiente diaria de 95 °F, y con un margen de diseño del 10%; mayor que la carga

térmica normal. No se proporcionó ningún control automático de temperatura al enfriador, aunque hay ventanillas manuales.

Una corriente de gas de proceso, con una temperatura baja, ayuda al funcionamiento de la torre contactora de glicol y a la carga térmica de la unidad de regeneración de glicol. Sin embargo, una temperatura por debajo de 70 °F puede ocasionar formación de espuma en la contactora de glicol, debido a que la viscosidad de glicol es más alta.

La temperatura del gas de proceso a la salida del enfriador es censada por el transmisor de temperatura, TE-2502, el cual envía la señal al controlador, TDIC-5401 que reajusta la temperatura de glicol pobre de la unidad de regeneración, mediante el ajuste del ángulo de los álabes de los enfriadores de glicol pobre. Esto permite que el glicol pobre tenga una temperatura cerca de 10°F por encima del gas de entrada a la torre contactora de glicol CT-101.

5.3.2. Separador Bifásico V-101

La filosofía de control establecida en el separador de proceso es mediante un lazo de control de nivel de condensados el cual se detalla a continuación:

El líquido acumulado en la bota de gas es retirado por el control de nivel, por medio de la válvula, LV-101, localizadas en línea de salida de condensados.

El lazo de control de nivel de condensados se compone del controlador LIC-101, que actúa sobre la válvula LV-101, mediante la señal de nivel de condensados del transmisor-indicador LIT-101, el cual también da señal de alto y bajo nivel.

El separador de gas de proceso cuenta con transmisores independientes: uno para hacer el control de nivel y otro para hacer la acción de seguridad correspondiente.

Adicionalmente al control de la variable mencionada, se tienen los siguientes instrumentos instalados en el separador de gas de proceso.

- Indicadores de presión (PI-101),
- Indicador de temperatura (TI-104)
- Indicador nivel (LG-101).

5.3.3. Torre Contactora de Glicol CT-101

Las variables controladas en la contactora de glicol es el flujo de gas que entra a la torre, el nivel de glicol rico y la presión. A continuación, se detalla el lazo de control de estas variables.

El control de flujo de gas dulce de la contactora de glicol está entre los 180 MMSCFD hasta 200 MMSCFD y se realiza con la válvula FV-101, localizada en la línea de salida de gas de la contactora.

El lazo de control de flujo de gas en la contactora de glicol se compone del controlador FIC-101, que actúa sobre la válvula FV-101, mediante la señal de flujo de gas, del transmisor de flujo FT-101, el cual también da señal de alto y bajo flujo.

El control de nivel de glicol rico, en la contactora, se realiza con la válvula LV-102, localizada en la línea de salida de glicol rico, del fondo de la contactora.

La contactora de glicol, tiene transmisores independientes: uno para hacer el control de nivel, otro para hacer la acción de seguridad correspondiente y un LG para la indicación local.

El lazo de control de nivel de glicol se compone del controlador LIC-102, que actúa sobre la válvula LV-102, mediante la señal de nivel de glicol, del transmisor-indicador LIT-102, el cual también da señal de alto y bajo nivel.

La contactora de glicol, controla la presión con la válvula, PV-101, localizada en la línea de salida de gas hacia el cabezal de entrada de los compresores de reinyección de media presión.

El transmisor-indicador de presión (PIT-101) de cada contactora, envía la señal al controlador PIC-101, el cual controla la posición de la válvula de control de presión, PV-101.

Adicionalmente al control de las variables mencionadas se tiene los siguientes instrumentos instalados en la contactora de glicol.

- Transmisor indicador de presión diferencial entra las líneas de entrada y salida de gas de la contactora (PDIT-102).
- Indicador de temperatura (TI-103) e indicador de presión (PI-102) sobre la línea de entrada de gas a la contactora.
- Analizador de contenido de humedad sobre la línea de salida de gas deshidratado (AE/AT-101).
- Totalizadores de flujo de gas FQI-101, localizado sobre las líneas de entrada de gas.

Las lecturas de estos instrumentos serán necesarias para los cálculos de balance de masa.

5.4. Sistemas de Protecciones

El sistema de protecciones que se presenta a continuación tiene como objetivo garantizar la seguridad, integridad y confiabilidad de cada uno de los equipos involucrados en el proceso

5.4.1. Enfriadores de Gas HE-101

Las condiciones que pueden representar y/o generar un peligro para la seguridad en el proceso o en los equipos durante la operación, en los enfriadores de gas de proceso son: la alta presión diferencial en la línea de entrada a los enfriadores y la alta vibración en los ventiladores.

La protección por vibración de los ventiladores del enfriador está compuesta por la acción de la señal de alta vibración, VAH-101A/B/C, VAH-102A/B/C y VAH-103A/B/C que apaga el ventilador, A/B o C del enfriador.

La línea de entrada a los enfriadores de gas proceso cuenta con una protección por presión diferencial, que inhibe la apertura de la válvula de seccionamiento, SDV-101A.

Un resumen de las acciones anteriormente descritas se muestra en la tabla que a continuación muestra los interlocks o lazos de control asociados.

Tabla 5.

Interlocks asociados al enfriador HE-101.

<i>Interlock</i>	<i>Acción</i>
I-01A	Parada del ventilador A de la bahía 1 por altas vibraciones en VSH-101A del motor del ventilador
I-01B	Parada del ventilador A de la bahía 2 por altas vibraciones en VSH-101B del motor del ventilador
I-01C	Parada del ventilador A de la bahía 3 por altas vibraciones en VSH-101C del motor del ventilador
I-02A	Parada del ventilador B de la bahía 1 por altas vibraciones en VSH-102A del motor del ventilador
I-02B	Parada del ventilador B de la bahía 2 por altas vibraciones en VSH-102B del motor del ventilador
I-02C	Parada del ventilador B de la bahía 3 por altas vibraciones en VSH-102C del motor del ventilador
I-03A	Parada del ventilador C de la bahía 1 por altas vibraciones en VSH-103A del motor del ventilador
I-03B	Parada del ventilador C de la bahía 2 por altas vibraciones en VSH-103B del motor del ventilador
I-03C	Parada del ventilador C de la bahía 3 por altas vibraciones en VSH-103C del motor del ventilador
I-04	Cierre de la válvula de SDV-101 por alta presión diferencial PDIT-101 en la entrada del enfriador

5.4.2. Separador Bifásico V-101

Las condiciones que pueden representar y/o generar un peligro para la seguridad en el proceso o en los equipos durante la operación son: alto nivel, bajo nivel y alta presión en el separador de gas de proceso.

La protección para alta presión está representada por las válvulas de seguridad de las vasijas (PSV-10101A/B) para la vasija V-101, esta tiene instalada dos válvulas de seguridad, una de las PSV operando y otra de respaldo. Estas válvulas están calibradas en 660 psig con designación de orificio 1½” G 2½, calculadas para caso de fuego.

Las características de las válvulas se muestran a continuación.

Tabla 6.*Elementos de protecciones en el separador bifásico V-101.*

Tag	Presión de ajuste (psig)	Tipo
PSV-101A	660	1 ½" G 2 ½"
PSV-101B	660	1 ½" G 2 ½"

Para evitar que el gas sea arrastrado hacia el separador de media presión se dispone de un interlock que actúa por bajo-bajo nivel (LALL-101) en el separador, sobre la válvula de seccionamiento automático, SDV-102. Además, este interbloqueo, detiene las bombas de inyección de químicos en el tren.

Adicionalmente para evitar el arrastre de líquidos hacia la torre contactora CT-101 se dispone de un interlock que actúa por alto-alto nivel (LSHH-101) en el separador, sobre las válvulas de seccionamiento automático, SDV-101

Tabla 7.*Interlocks asociados al separador bifásico V-101.*

Interlock	Acción
I-05	Cierre de la válvula de SDV-101 por alto-alto nivel en el separador V-101
I-06	Cierre de la válvula de SDV-102 por bajo-bajo nivel en el separador V-101

5.4.3. Torre Contactora de Glicol CT-101

Las condiciones que pueden representar y/o generar un peligro para la seguridad en el proceso o en los equipos durante la operación son: alto nivel, bajo nivel y alta presión en la contactora de glicol.

La protección para alta presión está representada por las válvulas de seguridad de las vasijas (PSV-102A/B para la vasija P1-CT-25101, En cada torre se tienen instaladas dos válvulas de

seguridad, un operando y otra de respaldo. Estas válvulas están calibradas en 660 psig con designación de orificio 2" H 3", calculadas para caso de fuego.

Tabla 8.

Elementos de protección en la torre contactora CT-101

Tag PSV	Presión de ajuste (psig)	Tipo
PSV-102A	660	2" H 3"
PSV-102B	660	2" H 3"

Adicionalmente al sistema de seguridad se dispone de una válvula de despresurización, BDV-101 hacia el cabezal de tea de alta, el cual lleva instalado también una platina de restricción FO-101.

Para impedir que el gas sea arrastrado hasta las unidades de regeneración de glicol se dispone de un interlock que actúa por bajo-bajo nivel (LALL-102) en la torre contactora sobre la válvula de seccionamiento automático, SDV- 103.

La línea de salida de gas, la torre contactora de glicol, cuenta con una protección por presión diferencial, que inhibe la apertura de la válvula de seccionamiento, SDV-101

Un resumen de las acciones anteriormente descritas se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 9.

Interlock asociados a la torre contactora de glicol CT-101

<i>Interlock</i>	<i>Acción</i>
I-07	Cierre de la válvula de SDV-103 por bajo -bajo nivel en la torre contactora CT-101.
I-08	Cierre de la válvula de SDV-101 y apertura de la BDV-101 por alta-alta presión diferencial en la salida de la torre contactora CT-101

6. Aplicación de la Metodología Bowtie al Caso de Estudio

En este capítulo, se llevará a cabo la aplicación de la metodología Bowtie previamente descrita, para el caso de estudio presentado en el capítulo 4. El objetivo principal es evaluar los posibles eventos no deseados que pudiesen ocurrir en cada una de las tres etapas de tratamiento. A lo largo del análisis, se identificarán detalladamente las posibles amenazas y consecuencias asociadas a estos eventos, y se analizarán las correspondientes barreras de prevención para evitar su materialización del evento top y las barreras de mitigación para reducir las consecuencias.

Considerando el proceso detallado en el capítulo 4, se llevaron a cabo cuatro análisis Bowtie centrados en los peligros y eventos límites identificados, estos análisis se enfocaron específicamente en tres equipos clave del sistema: el enfriador HE-101, el separador bifásico V-101 y la torre contactora CT-101.

En cada uno de estos análisis Bowtie, se realizaron detalladas identificaciones de las diversas amenazas que podrían estar asociadas con la ocurrencia del evento top, se identificaron cuidadosamente las barreras preventivas necesarias para mitigar eficazmente estas amenazas y evitar que el evento no deseado ocurra.

De manera similar, se examinaron minuciosamente alguna de las posibles consecuencias finales que podrían generarse como resultado de la ocurrencia del evento top. Enfocándonos en los riesgos relacionados con la formación de nubes inflamables y el peligro de explosiones, se establecieron las barreras de mitigación correspondientes. Estas barreras fueron evaluadas para reducir la gravedad y el alcance de las consecuencias en caso de que el evento se materialice.

6.1. Identificación de los Peligros

Durante la fase de identificación de peligros, se detectaron dos posibles peligros asociados al sistema de tratamiento de gas. En primer lugar, se identificó peligro vinculado al gas de proceso, que fluye a una tasa de 180 MMFCSD, sometido a una presión que varía entre 495 y 505 psig, y con una temperatura que oscila entre 98 y 108°F durante las tres etapas del proceso.

El segundo peligro identificado está relacionado con los 1240 BPD de glicol utilizado en la torre contactora. Este compuesto opera bajo una presión de 495 psig y se encuentra expuesto a temperaturas que oscilan entre 98 y 120°F.

Figura 11.

Peligro I Identificado



Figura 12.

Peligro II Identificado



6.2. Identificación de los Eventos Top

En la identificación del evento top se definieron 4 posibles escenarios asociado cada uno en los equipos involucrados en el tratamiento del gas:

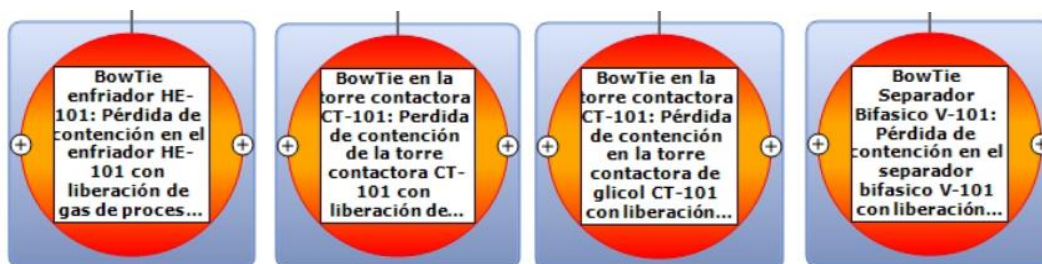
- Pérdida de contención en el enfriador HE-101 con liberación de gas de proceso y generación de atmósferas explosivas con potencial explosión.
- Pérdida de contención en el separador bifásico V-101 por sobrepresión con liberación de gas de proceso y generación de atmósferas explosivas con potencial explosión.
- Pérdida de contención de la torre contactora CT-101 con liberación de gas de proceso y generación de atmósferas explosivas con potencial explosión.
- Pérdida de contención de la torre contactora CT-101 con liberación de glicol del proceso, con potencial contaminación ambiental.

La presencia de una atmósfera explosiva representa un riesgo significativo para la seguridad, ya que cualquier fuente de ignición, como chispas, fuego o calor (puntos calientes), podría desencadenar una explosión. Esto podría resultar en daños graves a las instalaciones, lesiones a las personas presentes y posibles daños al medio ambiente.

En el caso de la pérdida de glicol, este es un líquido utilizado en diversos procesos industriales, como en la deshidratación del gas natural, si se libera incontroladamente, puede llegar a cursos de agua, suelos u otros ecosistemas, afectando negativamente la vida acuática, la vegetación y la fauna local.

Figura 13.

Identificación de eventos top

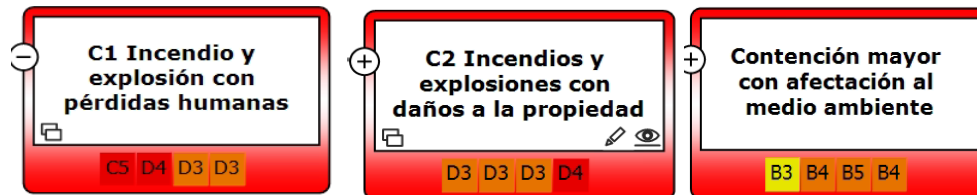


6.3. Definición de las Consecuencias

En la definición de las consecuencias que se pudieran ocasionar a partir de la ocurrencia del evento top se identificaron tres posibles consecuencias:

Figura 14.

Consecuencias Identificadas



- *C1-Incendio y explosión con pérdidas humanas:* Esta consecuencia puede ser extremadamente grave y devastadora, ya que implica la destrucción masiva de estructuras y la presencia de ondas de choque que pueden ocasionar lesiones y pérdidas humanas. Los incendios pueden propagarse rápidamente, causando daños extensos a propiedades y poniendo en peligro la vida de las personas atrapadas en el fuego. Por otro lado, las explosiones pueden generar una liberación súbita de energía que resulta en una destrucción devastadora y una alta probabilidad de heridas graves y fatales para quienes se encuentren cerca.

- *C2-Incendios y explosiones con daños a la propiedad:* se asocia a las situaciones en las cuales no se han producido pérdidas humanas, pero sí se han generado daños significativos en edificaciones, estructuras y propiedades circundantes al lugar donde se generaron el incendio y las explosiones debido a las ondas de choque y los incendios.

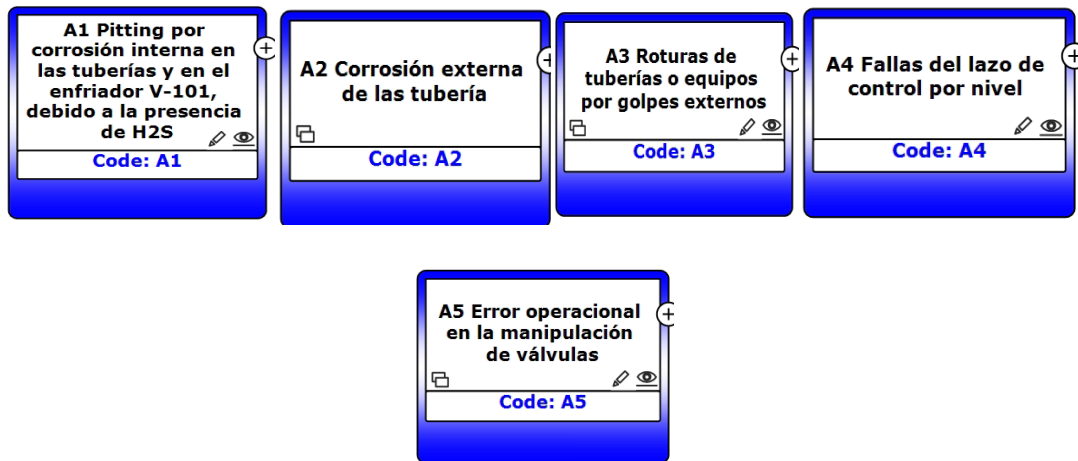
- *C3-Contención mayor con afectación al medio ambiente:* hace referencia a las liberaciones no controladas de sustancia o materiales que pueden causar un impacto negativo en el medio ambiente.

6.4. Identificación de las Amenazas

En relación con las amenazas identificadas en el proceso se identificaron cinco (5) amenazas (Figura 15) de las cuales algunas se generan bajo los posibles escenarios de operación que se tiene en el sistema de operación:

Figura 15.

Amenazas identificadas



- *A1-Pitting por corrosión interna en las tuberías y equipos, debido a la presencia de H₂S*: La presencia de H₂S en el gas puede ocasionar corrosión localizada que debilita de manera significativa las tuberías y equipos expuestos a este gas corrosivo. Es importante tener en cuenta esta amenaza, ya que puede afectar la integridad y la seguridad del sistema de tratamiento de gas.

- *A2- Corrosión externa de las tubería o equipos*: Esta forma de corrosión ocurre en la superficie externa de los componentes debido a factores ambientales y condiciones externas desfavorables. Factores como la humedad, la exposición a la intemperie, la presencia de sustancias corrosivas en el suelo o el ambiente circundante, y la abrasión mecánica pueden contribuir a la corrosión externa. A lo largo del tiempo, la corrosión externa puede debilitar las paredes de las tuberías y equipos, lo que aumenta el riesgo de fugas, roturas o fallos estructurales.

- *A3-Roturas de tuberías o equipos por golpes externos:* Esta amenaza hace referencia a la posibilidad de que los elementos del sistema de tratamiento de gas sufran daños como abolladuras o golpes externos debido a diversas causas, como colisiones mecánicas, eventos naturales, manipulación inadecuada o actos de vandalismo. Estas circunstancias pueden resultar en la rotura o fractura de los componentes del sistema, lo que pone en riesgo su integridad y su correcto funcionamiento.

- *A4-Fallas de los sistemas de control:* hace referencia a la posibilidad de que los sistemas de control utilizados en el proceso de tratamiento de gas experimenten problemas, errores o mal funcionamiento. Estos sistemas básicos de control son cruciales para mantener la operación segura y eficiente del sistema de tratamiento de gas dentro de las ventanas de integridad operativa. Estas fallas pueden generarse producirse por fallas técnicas de hardware, falta de mantenimiento, fallas en la comunicación entre los diferentes dispositivos del sistema de control, fallas en el software, entre otros. También se considera la falla de la instrumentación asociada a los lazos de control.

- *A5-Error operacional en la manipulación de válvulas:* menciona la posibilidad de que ocurran errores por parte del personal de operación encargado de la manipulación de las válvulas en las diferentes etapas del sistema de tratamiento de gas.

6.5. Análisis de las Barreras

Con la identificación y definición de las amenazas y consecuencias relacionadas con la generación de una atmosfera explosiva y el potencial de explosión, se realizó un análisis de las barreras de prevención y mitigación. Para ello, se examinaron individualmente cada una de las amenazas y consecuencias identificadas.

6.5.1. Barreras de Prevención

- BP1: “Buenas prácticas de diseño de la ingeniería bajo estándares internacionales y Piping Class correspondiente”: se asegura que el enfriador de gas está diseñado y construido de acuerdo con estándares de calidad y seguridad reconocidos internacionalmente. Esto incluye el uso de materiales adecuados para resistir las condiciones de operación y los productos químicos involucrados, así como el cálculo y la selección de los componentes de manera que el enfriador pueda operar de manera eficiente y confiable. Algunos factores de escalamiento que se pueden presentar es el incumplimiento de las especificaciones durante la etapa de construcción sin embargo se establece un control en los registros de precomisionamiento, comisionamiento y RSPA.

- BP2: “Planes de mantenimiento e integridad”: hace referencia a un conjunto de planes y estrategias diseñados para garantizar la adecuada conservación y funcionamiento seguro de los equipos y componentes críticos, entre ellos se encuentra; inspecciones regulares; mantenimientos preventivos, monitoreo de condiciones, evaluación de integridad, entre otros. Uno de los factores de escalamiento que podría surgir es el retraso en la ejecución de los planes de mantenimiento, lo cual puede conducir a un aumento del riesgo de fallos o averías en los equipos. Sin embargo, este factor puede ser controlado mediante una adecuada planificación y asignación de recursos y personal debidamente calificado y entrenado para las de mantenimiento. Una correcta planificación permite llevar a cabo las actividades de mantenimiento en los momentos apropiados, optimizando la disponibilidad de los equipos y minimizando el tiempo de inactividad.

- BP3: “operación asistida por personal de operaciones”: esta barrera se asocia a una estrategia que involucra la presencia y supervisión activa de personal altamente capacitado y especializado durante la operación. Algunos factores de escalamiento que se podrían presentar

son: ausencia o insuficiente capacitación del personal: Si el personal de operaciones no está adecuadamente capacitado en el manejo del equipo o en la identificación de situaciones de riesgo, la efectividad de la barrera puede verse afectada. Falta de supervisión o vigilancia activa: Si el personal de operaciones no lleva a cabo una supervisión continua y activa durante la operación, podría no detectar a tiempo situaciones anómalas o emergencias y cambios en los procedimientos operativos: Si se realizan cambios no autorizados o no documentados en los procedimientos operativos, podría haber una disminución en la efectividad de la barrera preventiva.

- BP4: “Planes de ejecución de actividades” esta barrera tiene como objetivo reducir los riesgos y garantizar la seguridad, eficiencia y éxito de las tareas a realizar, de tan manera que se conozca el riesgo al cual está expuesto cuando se esté realizando alguna actividad cercana a estos equipos.

- BP5: “Alarmas por pérdida de presión en el enfriador HE-101y alarma por altas vibraciones en los motores de los ventiladores”. Estas alarmas generan una alerta al operador para que este tome acciones correctivas al proceso. El factor de escalamiento de esta barrera podría ser fallas en los instrumentos asociadas y pérdida de comunicación en el sistema de control. Los controles de esta barrera son los planes de mantenimiento.

- BP6: “Sistemas de protecciones por sobre presión” esta barrera se contempla son dispositivos como PSV, TRV o PVV o mecanismos diseñados para evitar que los equipos o recipientes operen por encima de su límite de presión seguro. Estos sistemas son esenciales para proteger contra posibles explosiones o daños catastróficos que podrían ocurrir si se excede la presión de diseño. El factor de escalamiento de esta barrera es la des-calibración de los elementos de alivio y el control de esta barrera es el plan de mantenimiento.

6.5.2. Barreras de Mitigación

En la determinación de barreras de mitigación se evidenciaron siete (7) barreras de mitigación las cuales se muestran a continuación:

- **BM1: Detectores de Fuego y Gas con parada de emergencia:** Estas barreras tienen como objetivo prevenir o limitar la propagación de incendios y el escape de gases peligrosos, protegiendo así la seguridad de las personas y los activos.

- **BM2: Sistemas contra incendios:** Esta barrera es una de las más comunes y efectivas en las etapas de mitigación de riesgos. Los sistemas contra incendios están compuestos por diversas medidas y dispositivos diseñados con el objetivo de prevenir, controlar o mitigar incendios. Entre estos elementos se encuentran los rociadores automáticos, los sistemas de extinción con agentes químicos o espumas, así como los muros cortafuego, entre otros. Esta barrera no depende de otros elementos fuera de los propios. El factor de escalamiento puede ser la falla en el suministro de espuma o agua. Las pruebas periódicas del SCI constituyen uno de los controles de la barrera.

- **BM3: Planes de emergencia en la planta:** esta barrera es fundamental para asegurar la seguridad de las instalaciones, el personal y el entorno en situaciones de emergencia relacionadas con el manejo, almacenamiento o distribución del gas. Estos planes deben ser completos, estar cuidadosamente coordinados e involucrar a todas las partes relevantes, incluyendo el personal de la planta, las autoridades locales y los servicios de emergencia, estos planes de emergencia son documentos detallados que establecen los procedimientos y acciones específicas a seguir en caso de que ocurra una emergencia. La identificación de peligros es primordial, considerando posibles riesgos en situaciones como fugas, incendios, explosiones o accidentes. A partir de esta evaluación, se establecen procedimientos claros y precisos para cada tipo de emergencia, con el objetivo de

controlar y mitigar los incidentes de manera efectiva. La comunicación y notificación también son aspectos clave en estos planes, definiendo canales internos y externos para alertar rápidamente al personal, autoridades. Es esencial capacitar al personal en estos procedimientos y realizar simulacros periódicos para garantizar una respuesta adecuada en situaciones reales. Además, los planes de emergencia deben contar con equipos y recursos adecuados para la respuesta, como equipos de protección personal, sistemas de extinción de incendios y detección de gases. Asimismo, se debe coordinar con los servicios de emergencia externos para asegurar una respuesta rápida y coordinada en caso de emergencias.

- BM4: Plan de Gestión del Riesgo de Desastre para Empresas Públicas y Privadas (PGREDDP), juega un papel crucial al igual que los planes de atención de emergencia en la planta. Su objetivo es establecer las medidas a tomar en caso de que las afectaciones involucren personal externo o áreas cercanas a la planta. Estos planes son esenciales para reducir la vulnerabilidad de las comunidades y proteger vidas, bienes y el medio ambiente. La Política Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres en Colombia y Defensa Civil respaldan y enmarcan estos planes, reconociendo su importancia para una gestión integral de riesgos entre las comunidades. La coordinación y ejecución del PGREDDP están a cargo de la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD), asegurando una respuesta adecuada y coordinada en situaciones críticas. La implementación efectiva del PGREDDP y su articulación con otros planes de gestión del riesgo garantizan una preparación sólida ante posibles desastres, tanto en el ámbito de las empresas públicas como privadas. La protección de la comunidad y la preservación del entorno son pilares fundamentales de estas estrategias, enfatizando la importancia de actuar preventivamente y reducir los posibles impactos negativos en el desarrollo del país. En resumen, el PGREDDP es una herramienta valiosa para promover una cultura de prevención y seguridad,

fomentando la colaboración entre todos los actores involucrados y fortaleciendo la resiliencia frente a los desafíos que puedan presentarse. Estos planes son de obligatorio cumplimiento a través del decreto 1347 de 26 octubre de 2021 en el territorio colombiano.

- **BM5: Diques de contención:** es una medida diseñada para prevenir y controlar derrames de sustancias líquidas que podrían presentar un riesgo para el medio ambiente, la infraestructura o la salud humana, su objetivo es evitar que los derrames se extiendan más allá de un área determinada, lo que ayuda a prevenir la contaminación de suelos, aguas superficiales y acuíferos. Un factor de escalamiento podría ser un diseño limitado, para el control de esta barrera se contemplan diseños ajustados y mantenimiento de los mismos.

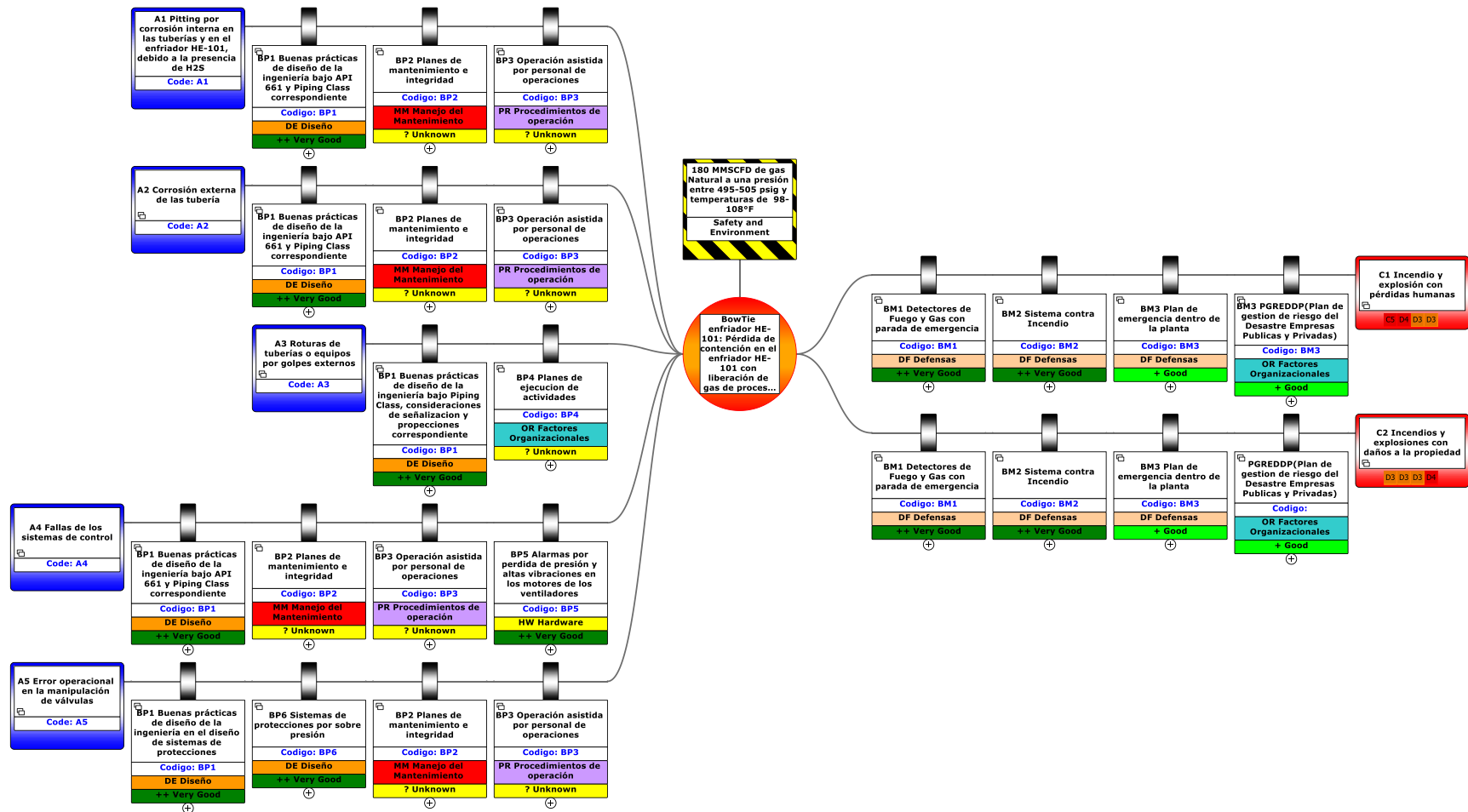
6.6. Aplicación de la Metodología Bowtie

A continuación, se presentan los cuatro diagramas "Bowtie", los cuales fueron el resultado del análisis mencionado anteriormente, aplicado a los tres equipos que conforman el sistema de tratamiento de gas, enfriador de gas HE-101, separador bifásico V-101 y torre contactora CT-101. Estos diagramas representan de manera visual y clara los peligros identificados, las causas potenciales, las medidas preventivas y las acciones de mitigación resultantes del análisis de los equipos y del sistema en su conjunto para mitigar o prevenir la materialización de las consecuencias finales, mostrando de manera gráfica los niveles de riesgo del proceso.

6.6.1 Bowtie al Enfriador HE-101

Figura 16.

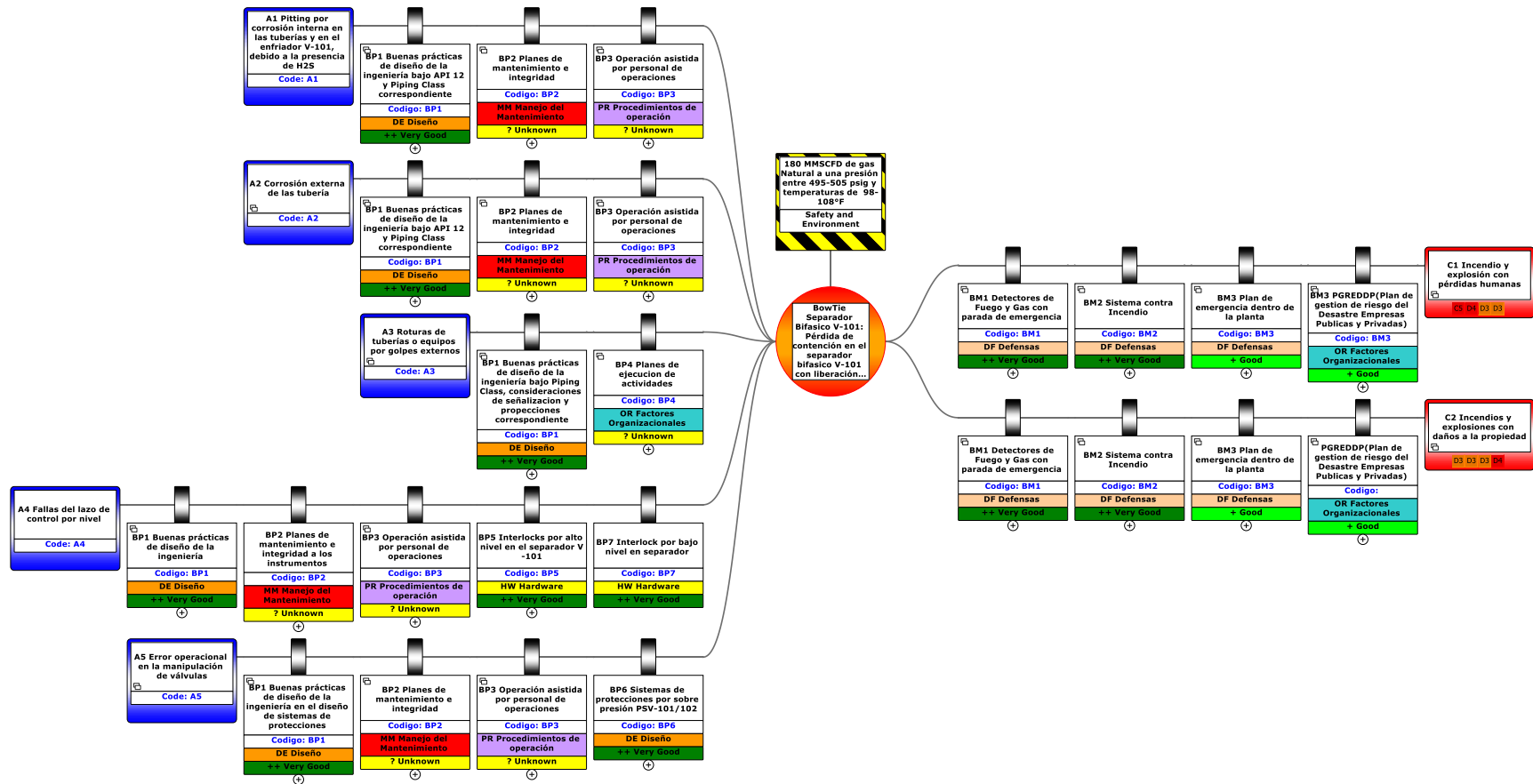
Bowtie al Enfriador HE-101



6.6.2. Bowtie al Separador Bifásico V-101

Figura 17.

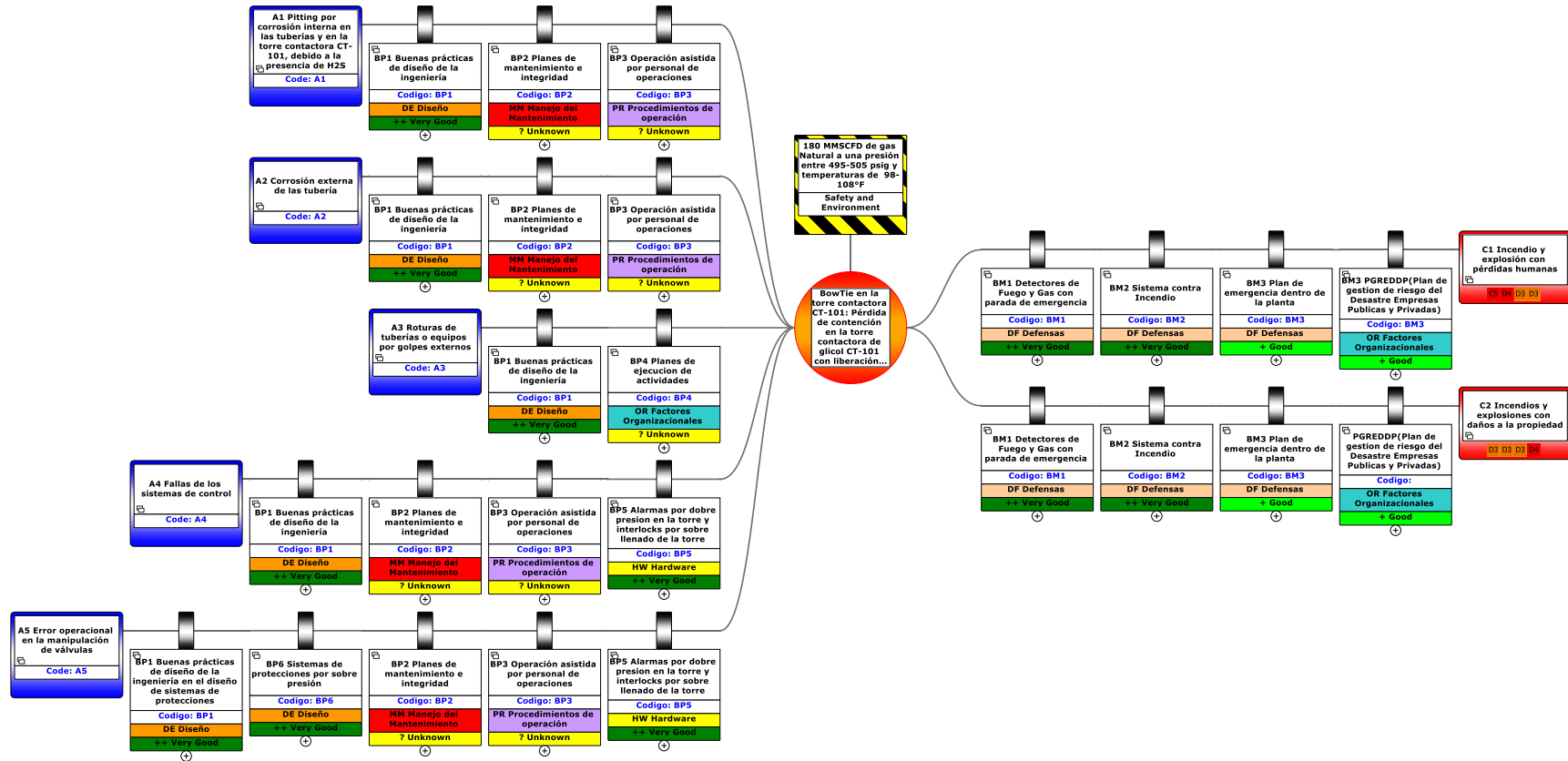
Bowtie al Separador Bifásico V-101

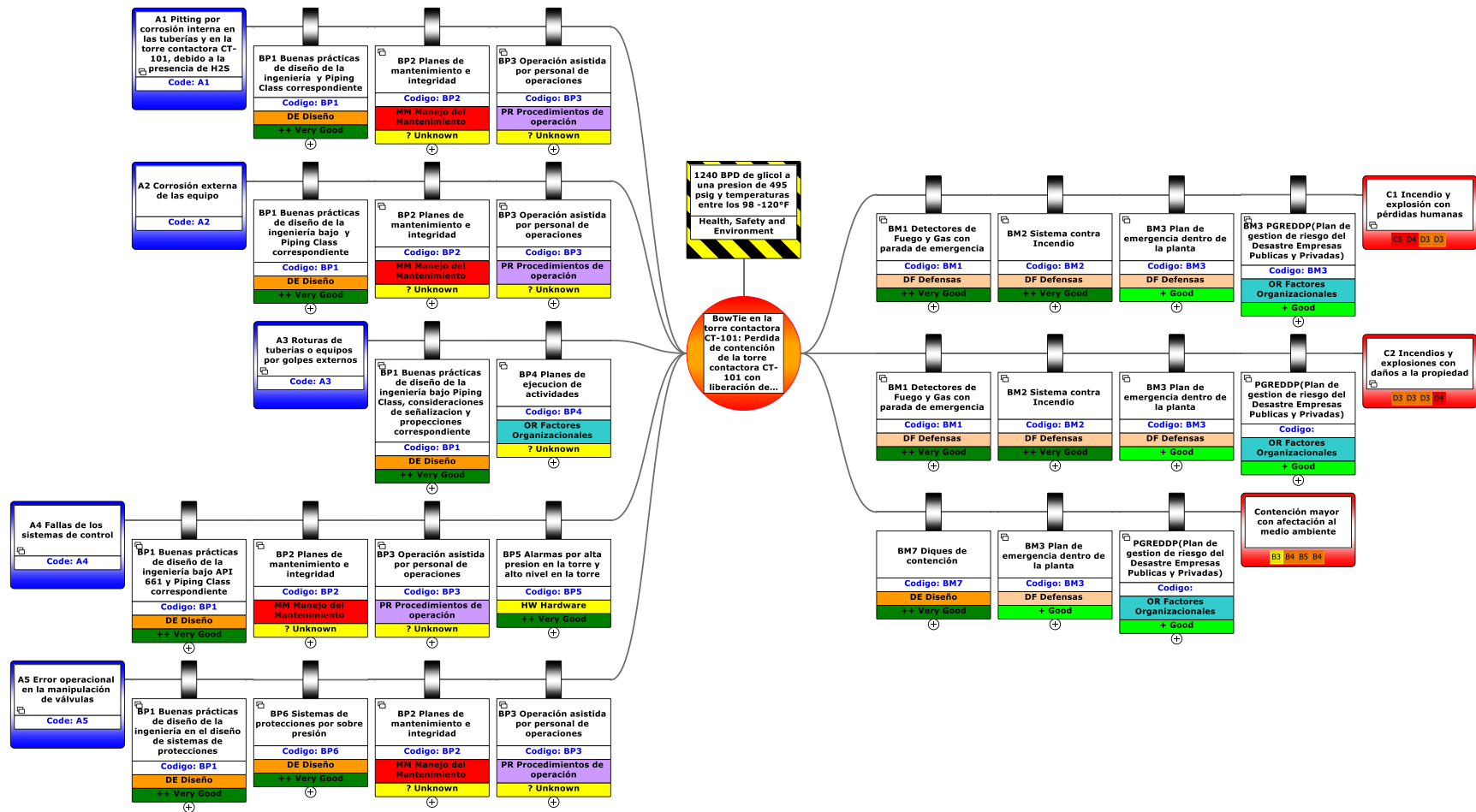


6.6.1 Bowtie a la Torre Contactora CT-101

Figura 18.

Bowtie a la torre contactora CT-101





7. Conclusiones y Recomendaciones

En el siguiente capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis e identificación de las barreras preventivas y de mitigación asociadas al caso de estudio, aplicadas al sistema de tratamiento de gas, mediante la metodología Bowtie, dando cumplimiento a los objetivos planteados en esta monografía.

- El análisis Bowtie permitió identificar de manera detallada las posibles amenazas y eventos que podrían ocurrir en cada etapa del proceso de tratamiento de gas. Esto proporciona una visión integral de los riesgos asociados al sistema y permite enfocarse en las áreas más críticas para implementar las medidas de prevención y mitigación adecuadas.
- Las barreras preventivas identificadas, como las buenas prácticas de diseño de ingeniería y los planes de mantenimiento e integridad, juegan un papel fundamental en la reducción de los riesgos. Estas barreras aseguran que el equipo esté construido y mantenido de acuerdo con estándares de calidad y seguridad reconocidos, lo que minimiza la probabilidad de fallas y accidentes.
- Las barreras de mitigación, como los sistemas contra incendios y los planes de emergencia en la planta, son esenciales para controlar y reducir las consecuencias en caso de que ocurran eventos no deseados. Estas barreras proporcionan una respuesta rápida y efectiva ante situaciones críticas, protegiendo la seguridad del personal y los activos de la planta.
- La identificación de las amenazas y eventos top, como la generación de atmósferas explosivas y la pérdida de contención de gas y glicol, permite enfocarse en los escenarios de mayor riesgo y tomar acciones preventivas específicas para mitigar los posibles impactos negativos.

- La aplicación de la metodología Bowtie proporciona una representación visual y clara de los riesgos y las medidas de control, lo que facilita la comunicación y la comprensión de los riesgos por parte de los involucrados en el sistema de tratamiento de gas.
- Al mostrar de forma gráfica información suficiente, clara y asociada a cada amenaza la alta gerencia podrá tomar decisiones de forma más eficaz y enfocada tanto en la seguridad del proceso como en la continuidad del negocio.

Referencias Bibliográficas

- Analitik, V., & “Valora. (2022, octubre 1). Reservas de gas natural de Colombia alcanzarían para 11 años de autosuficiencia. *Valora Analitik*.
<https://www.valoraanalitik.com/2022/09/30/reservas-de-gas-natural-darian-11-anos-de-autosuficiencia/>
- Bp Statistical Review of World Energy 2020*. (2021).
- Coker, A. K., & Ludwig, E. E. (2007). *Ludwig’s applied process design for chemical and petrochemical plants* (4th ed). Elsevier Gulf Professional Pub.
- Crowl, D. A., & Louvar, J. F. (2002). *Chemical process safety: Fundamentals with applications* (2nd ed). Prentice Hall PTR.
- Faramawy, S., Zaki, T., & Sakr, A. A.-E. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 34-54.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>
- Fernández, I., Camacho, A., Gasco, C., Macías, A. M., Martín, M. A., Reyes, G., & Rivas, J. (2012). *Sistemas Instrumentados de Seguridad y Análisis SIL*. Diaz de Santos.
- GPSA. (2004). *ENGINEERING DATA BOOK: Vol. I&II* (12.^a ed.).
- Hekster, F. M. (2009). Defining lethal chemicals in industrial facilities. *Journal of Chemical Health & Safety*, 16(6), 11-17. <https://doi.org/10.1016/j.jchas.2009.02.002>
- Hendershot, D. (2009). Remembering Flixborough. *Journal of Chemical Health & Safety*, 16(3), 46-47. <https://doi.org/10.1016/j.jchas.2009.03.006>
- Hendershot, D. C. (2014). Remembering two tragedies. *Journal of Chemical Health & Safety*, 21(6), 37-38. <https://doi.org/10.1016/j.jchas.2014.09.009>

- Lee, Y., Lee, S., Shin, S., Lee, G., Jeon, J., Lee, C.-J., & Han, C. (2015). Risk-Based Process Safety Management through Process Design Modification for Gas Treatment Unit of Gas Oil Separation Plant. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 54(22), 6024-6034. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b00048>
- Mulcahy, M. B., Boylan, C., Sigmann, S., & Stuart, R. (2017). Using bowtie methodology to support laboratory hazard identification, risk management, and incident analysis. *Journal of Chemical Health & Safety*, 24(3), 14-20. <https://doi.org/10.1016/j.jchas.2016.10.003>
- Tristancho, E. A. (2016). *Evaluación de alternativas para el diseño y simulación de plantas de procesamiento de gas natural con variación en el contenido de gas ácido (H₂S Y CO₂)* [Tesis de Maestría]. Universidad Nacional de Colombia

APÉNDICE B. Diagramas de tubería e instrumentación

