

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO EN LA UNIDAD DE  
REFORMACIÓN POR REGENERACIÓN CATALÍTICA CONTINUA  
(UNIDAD 20) DEL COMPLEJO DE HIDROPROCESOS EN LA REFINERÍA  
PUERTO LA CRUZ, CONFORME A LA METODOLOGÍA ANÁLISIS  
CUANTITATIVO DE RIESGO**

**PRESENTADO POR:**

Br. YOSCARY JOSÉ LICETT RODRÍGUEZ.

TRABAJO PRESENTADO COMO PRERREQUISITO PARCIAL PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE:  
**INGENIERO QUÍMICO**

Barcelona, octubre de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO EN LA UNIDAD DE  
REFORMACIÓN POR REGENERACIÓN CATALÍTICA CONTINUA  
(UNIDAD 20) DEL COMPLEJO DE HIDROPROCESOS EN LA REFINERÍA  
PUERTO LA CRUZ, CONFORME A LA METODOLOGÍA ANÁLISIS  
CUANTITATIVO DE RIESGO**

**ASESORES**

---

Ing. Luis Chaparro  
**Asesor Industrial**

---

Ing. Rayda Patiño, MSc.  
**Asesor Académico**

Barcelona, octubre de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO EN LA UNIDAD DE  
REFORMACIÓN POR REGENERACIÓN CATALÍTICA CONTINUA  
(UNIDAD 20) DEL COMPLEJO DE HIDROPROCESOS EN LA REFINERÍA  
PUERTO LA CRUZ, CONFORME A LA METODOLOGÍA ANÁLISIS  
CUANTITATIVO DE RIESGO**

**JURADOS**

---

Ing. Rayda Patiño, M. SC  
**Asesor Académico**

---

Ing. Arturo Rodulfo, M. SC  
**Jurado principal**

---

Ing. Yraima Salas  
**Jurado principal**

Barcelona, octubre de 2010

## RESOLUCIÓN

**De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:**

*“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo del núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al consejo universitario, para su autorización”.*

## DEDICATORIA

A Dios, por haberme permitido llegar hasta aquí, porque tú has sido mi motor, mi fortaleza, mi guía, mi padre, amigo y todo lo que he necesitado para continuar. Tú señor multiplicaste mis fuerzas cuando sentía que se me agotaban, y me hiciste entender que no hay nada que no pueda lograr si tú estás a mi lado. **TE AMO** señor nunca me cansaré de adorarte, alabarte y dedicarte cada meta que logre en esta vida, cada paso que dé es para ti, todo lo que soy y seré es gracias a que estás conmigo.

A mi tía Haydee, porque siempre estuviste allí tía acompañándome en cada etapa de mi vida, por darme el amor que muchas veces tanto necesite, esto es para ti tía, aunque mi sueño era que estuvieras conmigo en estos momentos la voluntad de mi padre es perfecta y yo la acepto, sé que estás bien y que algún día te volveré a ver para alabar y glorificar juntas a nuestro Dios.

**Yoscary Licett**

## **AGRADECIMIENTO**

A mi Dios todopoderoso, por darme la oportunidad de lograr este sueño tan maravilloso, llenarme de sabiduría para entender lo que muchas veces no entendía, poner en mi camino personas tan especiales que han sido de bendición, cuidarme y hacerme sentir su niña adorada, su princesa. Gracias padre, no me cansare jamás de darte las gracias por todo lo que has hecho por mí.

A mis Padres, Carmen, José y Amado por estar conmigo en todo momento, gracias mami por escuchar tanto mis risas como mis llantos; papito por consentirme siempre y Amado por ser tan especial conmigo.

A mis Hermanitos bellos y hermosos: Jordán (mi negito), Johnson (mi catirito) y Jackson (mi pequeñito), gracias mis niños porque ustedes son una bendición en mi vida, los amo inmensamente, que mi Dios me los continúe bendiciendo y puedan lograr todas las metas que se propongan en la vida.

A mi abuelita bella (abelita), gracias mi niña bella por consentirme y darme tu apoyo siempre, espero que el señor te de larga vida para compartir juntas todas las etapas que quedan por vivir.

A mis pastores Claudia y Alfredo, por guiarme en mi vida espiritual, escucharme y amarme tanto como yo los amo en el amor de Cristo Jesús.

A Mary, Angélica y Yohana mis tres amigas bellas y mas que amigas hermanas, fue maravilloso compartir este camino con ustedes, juntas

lloramos, reímos y nos divertimos, sin ustedes no hubiera sido igual, cada una tiene algo especial; Angélica te quiero demasiado amiga, no te imaginas cuanto, por todo lo que hemos vivido juntas desde bachillerato, eres una niña con un don muy especial y te mereces muchas cosas maravillosas en la vida; Mary (Marichui ) gracias por tu positivismo siempre, aun cuando las cosas se tornaban difíciles siempre mantenías firme tu fe y eso para mí fue una gran enseñanza y Yohana (Yoha) tanto tu como tu familia son personas maravillosas, gracias por abrirme las puertas de su casa, eres una bella persona amiga y mi Dios tiene grandes cosas para ti, nunca lo dudes.

A Aleysa (mi compi, compi) porque compartir la etapa de pasantía contigo fue lo máximo, el señor permitió que nos conociéramos un poco mas y me enseñó muchas cosas maravillosas a tu lado, eres una niña con la cual Dios tiene un gran propósito y lo más importante es que cada día tu estas dispuesta a conocer más de él.

A Yalimar y Carlos, por hacerme reír con sus peleas y otras veces perder la paciencia (más Carlos), los quiero mucho y para ustedes hay un mar de bendiciones.

A mi asesora académica Rayda Patiño por aceptarme como su tesista y ayudarme a culminar esta etapa, que el señor la continúe bendiciendo grandemente tanto a usted como a su familia.

A mi asesor industrial Luís Chaparro, por ser el instrumento que el señor utilizo para darme la bendición tanto luchada. Gracias Luís por enseñarme parte de tus conocimientos, por todos los consejos que me diste los cuales pondré en práctica, tanto en mi vida personal como profesional porque ellos me ayudaran a ser cada día mejor ser humano y una excelente profesional.

A Marcos Vieira (amiguito), por siempre estar dispuesto a explicarme lo que no entendía, tomar tiempo de tu trabajo para mí y decirme siempre "vas bien" en los momentos más difíciles. Gracias amigo.

A Osio, porque tu amigo eres mucho más que especial para mí, me brindaste tu apoyo desde el comienzo de mi pasantía hasta el fin y compartiste conmigo tanto los momentos tristes como los de felicidad. Gracias amigo por ser como eres.

A toda la Gerencia de Seguridad Industrial de la refinería Puerto La Cruz, y muy especialmente a Amavelys y Giomar por haberme hecho sentir mucho más que una pasante, hacer de esta experiencia lo máximo, gracias por tanta atención y buen trato, son seres humanos excelentes. Mil bendiciones para todos ustedes siempre.

A Yohanna y Rosa, ambas de la Gerencia de Ambiente e Higiene Ocupacional de la refinería Puerto La Cruz; Rosita por aconsejarme tanto en mi vida espiritual y decirme que hiciera a Jesucristo participe de mi trabajo porque de esa manera todo saldría bien, gracias Rosita por ayudarme a levantarme en momentos en los que flaqueaba mi fe. Yohanna (jefe) por los buenos momentos compartidos y los bellos consejos que me distes, nunca los olvidare.

A Katiuska y la Sra. Juana, por ser mis hermanas en Cristo y brindarme su apoyo en todo momento, le pido a mi Dios todopoderoso que nuestra amistad se siga fortaleciendo cada día más.

A la Universidad de Oriente por ser más que mi casa de estudio, por abrirme sus puertas para lograr esta meta y poner a mi disposición excelentes profesionales que compartieron sus conocimientos conmigo. Me siento feliz de haber sido udista y de poder decir con total orgullo que egrese de la Universidad de Oriente.

**Yoscary Licett**

## RESUMEN

El objetivo principal de esta investigación consistió en realizar un Análisis Cuantitativo de Riesgo a la unidad de reformación por regeneración catalítica continua de la refinería Puerto La Cruz, para lo cual se tomo en cuenta una serie de etapas establecidas por la guía PDVSA IR-S-02 "Criterios para el Análisis Cuantitativo de Riesgo" del manual de ingeniería de riesgo de PDVSA. En primer lugar se planteo hallar el nivel de riesgo en la unidad para compararlo con los criterios de tolerancia establecidos por la empresa, una vez definido esto se recopilo y revisó toda la información necesaria para llevar a cabo el análisis planteado, a la vez esta información fue validada en campo con el fin de conocer la situación actual de la planta. Hecha la identificación de peligros se pasó a la etapa de estimación de consecuencias, para conocer tanto los eventos que pudieran llevarse a cabo por cada uno de los escenarios seleccionados, como la magnitud de los mismos, se tomaron en cuenta dos estabildades atmosféricas de acuerdo a la escala Pasquill-Guifford, logrando obtener como eventos más severos el representado por el escenario TSA1 para la estabilidad atmosférica D y el TSS3F para la estabilidad atmosférica F. Posteriormente se realizo el cálculo de frecuencias con el fin de obtener la frecuencia de ocurrencia de cada uno de los eventos topes ocasionados a partir de los eventos iniciadores que podrían ser fuga de gas o fuga de líquido para cada escenario específico, ocasionando el escenario TSS3 el evento más frecuente. Luego se cuantificó el nivel de riesgo, encontrando que la planta presenta un nivel de riesgo reducible para la estabilidad atmosférica D y mínimo para la estabilidad atmosférica F. Adicional a esto se realizo una auditoria de seguridad en la unidad para conocer el estándar que presentaba la misma con respecto a lo establecido en las normas de seguridad en el diseño de una planta química.

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
RESUMEN .....	x
TABLA DE CONTENIDO .....	xi
LISTA DE TABLAS .....	xiv
LISTA DE FIGURAS .....	xv
CAPITULO I INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Planteamiento del problema .....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo general .....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
CAPITULO II MARCO TEÓRICO .....	4
2.1 Antecedentes.....	4
2.2 Generalidades de la empresa.....	5
2.2.1 Rol de la Refinería Puerto La Cruz.....	5
2.2.2 Unidades de proceso.....	6
2.2.2.1 Unidad de destilación DA-1 .....	6
2.2.2.2 Unidad de destilación DA-2 .....	6
2.2.2.3 Unidad de destilación atmosférica DA-3 .....	6
2.2.2.4 Unidad de craqueo catalítico .....	7
2.2.2.5 Unidad de alquilación .....	7
2.2.2.6 Unidad de aminas .....	7
2.2.2.7 Servicios industriales.....	8
2.2.2.8 Unidad de hidrotratamiento de nafta (unidad 19) .....	8
2.2.2.9 Unidad de reformación RCC (unidad 20) .....	8

2.2.2.10 Unidad de hidrotreatmento de diesel (unidad 45).....	9
2.2.2.11 Unidad de despojamiento de aguas agrias (unidad 46) .....	9
2.2.2.12 Unidad de recuperaci3n de azufre (unidad 48) .....	9
2.2.2.13 Unidad de tratamiento de gas de cola-Clauspol incineraci3n (unidad 49) .....	9
2.2.2.14 Sistema de recuperaci3n de condensado .....	10
2.2.2.15 Sistema de gas combustible.....	10
2.2.2.16 Sistemas de gas inerte .....	10
2.2.2.17 Sistema de mechorrio .....	10
2.3 Descripci3n de proceso de la unidad de reformaci3n .....	11
2.4 An3lisis cuantitativo de riesgos.....	14
2.5 Identificaci3n de peligros .....	17
2.6 An3lisis de consecuencias.....	18
2.6.1 Escenarios.....	18
2.6.2 Evento iniciador .....	18
2.6.3 Evento tope .....	19
2.6.4 Modelo de simulaci3n, c3lculos .....	19
2.6.5 Estabilidad atmosf3rica. ....	19
2.6.6 Selecci3n de los tama1os de orificios de fugas .....	20
2.6.7 Criterios de da1os .....	21
2.6.8 Dosis equivalentes de da1os.....	21
2.7 Estimaci3n de frecuencias de eventos peligrosos .....	22
2.8 Cuantificaci3n del riesgo.....	23
2.8.1 Riesgo individual .....	23
2.8.2 Riesgo social .....	24
2.8.3 Criterios de tolerancia.....	24
CAPITULO III DESARROLLO DEL TRABAJO .....	25
3.1 Identificaci3n de los posibles eventos peligrosos existentes en la unidad de reformaci3n RCC .....	25

3.2 Obtención de las consecuencias ocasionadas por los peligros originados en diferentes escenarios de accidentes .....	26
3.2.1 Variables de proceso .....	26
3.2.2 Condiciones meteorológicas.....	26
3.2.3 Orificios de fuga.....	27
3.2.4 Dosis equivalentes de daños.....	28
3.3 Calculo de las frecuencias de ocurrencia de eventos peligrosos en la unidad de reformación RCC .....	28
3.4 Comparación del nivel de riesgo tanto individual como social, con los criterios de tolerancia existentes en PDVSA .....	32
3.5 Revisión en cuanto al diseño de la unidad .....	33
CAPITULO IV DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	35
4.1 Identificación de los posibles eventos peligrosos existentes en la unidad de reformación RCC .....	35
4.2 Obtención de las consecuencias ocasionadas por los peligros originados en diferentes escenarios de accidentes .....	44
4.3 Calculo de las frecuencias de ocurrencia de eventos peligrosos en la unidad de reformación RCC. ....	46
4.4 Comparación del nivel de riesgo tanto individual como social, con los criterios de tolerancia existentes en PDVSA .....	48
4.5 Revisión en cuanto al diseño de la unidad .....	52
4.6 Conclusiones .....	58
4.7 Recomendaciones .....	61
BIBLIOGRAFÍA.....	63
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	65

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Condiciones meteorológicas del área .....	27
Tabla 3.2 Dosis equivalentes de daños .....	28
Tabla 3.3 Probabilidad de ignición de fugas de gas y líquido .....	29
Tabla 3.4 Probabilidad de ignición retardada de tuberías y plantas.....	30
Tabla 3.5 Probabilidad de acumulación de gas .....	30
Tabla 3.6 Probabilidad de explosión .....	31
Tabla 3.7 Probabilidad de las condiciones ambientales .....	31
Tabla 3.8 Criterios de tolerancia establecidos por la industria petrolera y petroquímica nacional.....	33
Tabla 4.1 Identificación de peligros.....	36
Tabla 4.2 Distribución de los escenarios .....	43
Tabla 4.3 Eventos más severos (estabilidad atmosférica D) .....	44
Tabla 4.4 Eventos más severos (estabilidad atmosférica F).....	45
Tabla 4.5 Eventos más frecuentes para ambas estabilidades atmosféricas (D y F).....	47
Tabla 4.6 Cuantificación del nivel de riesgo.....	48
Tabla 4.7 Lista de chequeo (check list) para el desarrollo del análisis cuantitativo de riesgo en la unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20 del complejo de hidroprocesos).....	53

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.2 Sección de regeneración catalítica continua (PDVSA, 2002) .....	16
Figura 4.1 Modelo de árbol de eventos para la fuga de un líquido .....	46
Figura 4.2 Curvas de consecuencias para la estabilidad atmosférica D .....	50
Figura 4.3 Curvas de consecuencias para la estabilidad atmosférica F .....	50
Figura 4.4 Curvas de iso-riesgo para la estabilidad atmosférica D .....	51
Figura 4.5 curvas de iso-riesgo para la estabilidad atmosférica F .....	52

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Planteamiento del problema

La rápida evolución tecnológica que han experimentado las industrias en general y en particular aquellas que manejan procesos químicos, su gran crecimiento y consecuentemente el incremento de inventarios de productos químicos en las instalaciones y en diversos medios de transporte, han provocado un aumento de la probabilidad de que ocurran grandes accidentes con un notable impacto sobre personas, medio ambiente, equipos o instalaciones.

La seguridad en las instalaciones de las industrias petrolera y petroquímica debe ser abordada como una parte integral del trabajo, iniciada con las evaluaciones de factibilidad y conceptualización de los procesos, continuando a través de las diferentes fases del diseño, construcción y arranque, manteniéndose de igual forma durante toda la vida operativa de las instalaciones e inclusive hasta sus etapas de cierre, desmantelamiento o clausura. La misma no debe considerarse como un conjunto de preceptos totalmente consolidados, porque estos han de evolucionar tal como lo hacen las aplicaciones tecnológicas. En una industria que realiza actividades altamente riesgosas, como en la de hidrocarburos, la seguridad no es opcional, sino que constituye un requisito ineludible.

La refinería Puerto La Cruz ubicada en la costa nororiental del país al este de la ciudad de Puerto La Cruz en el estado Anzoátegui cuenta con

varias plantas, dentro de las cuales están las de proceso, de tratamiento y recuperación de azufre, servicios industriales y plantas de hidroprocesos. Dentro del complejo de hidroprocesos se encuentra la instalación a estudiar la cual es la unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20), que tiene como propósito original incrementar el octanaje de la nafta por medio de la promoción catalítica de un grupo de reacciones químicas tendentes, primordialmente, a la reformación de la estructura molecular de los componentes hacia la producción de aromáticos desde naftenos y parafinas.

Actualmente existe una brecha que hay que cerrar en cuanto al nivel de riesgo de esta instalación, por tal motivo se plantea la elaboración de un análisis cuantitativo de riesgo ya que este tipo de análisis permite la evaluación sistemática de una instalación propuesta o existente, con el fin de identificar todo evento potencialmente peligroso y estimar los daños al personal, instalaciones, terceros y el ambiente, como consecuencias de fugas de sustancias tóxicas e inflamables, y así poder cuantificar el nivel de riesgo implícito mediante la estimación de la frecuencia de ocurrencia y de la magnitud de sus consecuencias.

La presente evaluación comprende las secciones de alimentación, reacción, separación, re-contacto, desbutanizador, fraccionamiento y regeneración catalítica continua, con el fin de conocer el nivel de riesgo de la planta en su totalidad.

Es importante emplear un análisis cuantitativo de riesgo porque el mismo permite jerarquizar los eventos no deseados y por ende, derivar criterios de juicio que permitan tomar decisiones gerenciales que conlleven al incremento de los niveles de seguridad de la instalación.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Estimar el nivel de riesgo en la unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20) del complejo de hidroprocesos en la refinería Puerto la Cruz, conforme a la metodología análisis cuantitativo de riesgos.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Identificar los posibles eventos peligrosos existentes en la unidad de reformación RCC.
2. Obtener las consecuencias de los posibles daños ocurridos por los peligros originados en diferentes escenarios de accidentes.
3. Calcular las frecuencias de ocurrencia de eventos peligrosos en la unidad de reformación RCC.
4. Comparar el nivel de riesgo tanto individual como social, con los criterios de tolerancia existentes en PDVSA.
5. Proponer mejoras al diseño de la unidad de reformación RCC, mediante el empleo de normas o mejores prácticas de diseño.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

Considerando la importancia de la realización de un análisis cuantitativo de riesgo (ACR) para una instalación tanto propuesta como existente, se planteo la elaboración de un ACR en la unidad de reformación por regeneración catalítica continua. Para cumplir este objetivo se emplearon como guía los siguientes trabajos ya que los mismos cumplen con la metodología a seguir para la realización de este tipo de análisis.

En 2007, Suárez buscaba conocer el nivel de riesgo que proporcionaba la unidad despojadora de aguas agrias (unidad 46) en la refinería Puerto La Cruz en su operación diaria tanto a las demás instalaciones como a su alrededor, ya que esta planta involucra en su proceso sulfuro de hidrogeno y como es bien sabido esta sustancia es altamente tóxica, la cual puede causar serias lesiones dependiendo de su concentración. Para lograr el objetivo se realizó un análisis cuantitativo de riesgo de los procesos en dicha unidad siguiendo cada una de las etapas que involucran esta evaluación. (Suárez, 2007)

En 2007, Araque estimó el nivel de riesgo en la unidad de hidrotratamiento de diesel (unidad 45-HDT) de la refinería Puerto La Cruz, empleando la metodología análisis cuantitativo de riesgo. Se identificaron los distintos eventos peligrosos para la selección de escenarios empleando la técnica análisis preliminar de peligros (APP), calculándose tanto las

consecuencias como las frecuencias y de esta manera se halló el nivel de riesgo de dicha unidad. (Araque, 2007)

En 2007, Vieira realizó un análisis cuantitativo de riesgo de los procesos en la planta de hidrotreatmento de nafta (unidad 19) en la refinería Puerto La Cruz, para lo cual se basó en lo establecido en la guía PDVSA IR-S-02 "análisis cuantitativo de riesgo" del manual ingeniería de riesgo. En el análisis se identificaron los posibles eventos peligrosos para lo cual seleccionó nada más los escenarios asociados a la liberación incontrolada de productos peligrosos. También determinó el riesgo individual para operadores y terceros y los comparó con los criterios de tolerancia establecidos por PDVSA. (Vieira, 2007)

## **2.2 Generalidades de la empresa**

La refinería Puerto La Cruz está ubicada en la costa nororiental del país al este de la ciudad de Puerto La Cruz en el estado Anzoátegui; tiene facilidades de acceso desde el Mar Caribe y está conectada por oleoductos con los campos de producción de oriente. La conforman las instalaciones de Puerto La Cruz, El Chaure y San Roque (a 40 km de Anaco, vecina a la población de Santa Ana, Estado Anzoátegui). (PDVSA, 2006)

### **2.2.1 Rol de la Refinería Puerto La Cruz**

Por su ubicación estratégica la refinería Puerto La Cruz cumple tres roles principales:

1. Suplir la demanda del mercado interno de la región Sur-Oriental del país.
2. Colocación de los productos excedentes en el mercado de exportación.

3. Manejo y distribución de la producción de crudos del oriente del país hacia los mercados de exportación.

## **2.2.2 Unidades de proceso**

Las unidades fundamentalmente de proceso se describen a continuación:

### **2.2.2.1 Unidad de destilación DA-1**

La unidad de destilación atmosférica DA-1 fue diseñada para procesar 44 MBD (miles de barriles diarios) de crudo con una gravedad promedio de 30° API, sin embargo debido a las mejoras realizadas en la unidad, se aumento su capacidad nominal a 80 MBD. (PDVSA, 2006)

### **2.2.2.2 Unidad de destilación DA-2**

La unidad de destilación atmosférica DA-2 estaba diseñada (según capacidad de equipos) para procesar una carga de 90 MBD de crudo Merey con un rango de gravedades de 15,5-16,5 °API sin embargo, con el reemplazo del horno existente solo puede manejar hasta 72 MBD. Otros crudos que se han procesado en la unidad son: Mesa Monagas, Guafita, cada uno de 30° API (carga: 30 MBD) y una mezcla Mesa-Merey denominada Leona de 22-24 °API (carga: 45 MBD). (PDVSA, 2006)

### **2.2.2.3 Unidad de destilación atmosférica DA-3**

La unidad DA-3 está ubicada en la refinería El Chaure, a orillas de la bahía de Bergantín a 5 km de Puerto la Cruz y su diseño original fue para

procesar 40 MBD de crudo mediano y pesado entre 22 y 30° API. En el año 1968 se ejecutaron algunas modificaciones para procesar crudo liviano y extraliviano (40-42 °API). Actualmente se procesa crudo Anaco Wax y Santa Bárbara de 39 y 42 °API respectivamente y se le incorpora residuo desparafinado de la refinería San Roque. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.4 Unidad de craqueo catalítico**

La unidad de craqueo catalítico, procesa actualmente una mezcla formada por gasóleo atmosférico proveniente de la unidad de destilación DA-1, residual de crudo Anaco Wax y/o Santa Bárbara proveniente de la unidad de destilación atmosférica DA-3 y VGO foráneo. Los productos principales de la reacción de craqueo catalítico son: gas seco, olefinas, gasolina, aceite catalítico liviano, aceite catalítico pesado y aceite decantado. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.5 Unidad de alquilación**

El proceso de alquilación consiste en la combinación de las olefinas (compuestos de hidrocarburos con doble enlace) proveniente de la unidad de craqueo catalítico con isobutanos en presencia de un catalizador (ácido fluorhídrico) para producir compuestos parafínicos altamente ramificados en el rango de 7 a 8 átomos de carbono. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.6 Unidad de aminas**

La unidad de endulzamiento de gases ácidos está diseñada para remover el sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y porciones de sulfuro de carbonilo de los gases producidos en la planta de desintegración catalítica. (PDVSA, 2006)

### **2.2.2.7 Servicios industriales**

Los servicios industriales en el área de Puerto la Cruz y el Chaure están conformados por las siguientes unidades: sistemas de agua potable, agua de enfriamiento, osmosis inversa, generación de vapor, aire comprimido, generación eléctrica, tratamiento de aguas servida y sistema de tratamiento de efluentes de proceso. (PDVSA, 2006)

### **2.2.2.8 Unidad de hidrotratamiento de nafta (unidad 19)**

La unidad de hidrotratamiento de nafta (NHT) está diseñada para procesar una carga mínima de 17,5 MBD y una carga máxima de 35 MBD. El proceso de NHT es un proceso de refinación catalítica, el cual con la ayuda de un catalizador y una corriente de gas rica en hidrogeno busca descomponer los compuestos azufrados, nitrogenados, oxigenados y halogenados, saturar las olefinas y remover los metales presentes en la corriente de hidrocarburos (naftas). (PDVSA, 2006)

### **2.2.2.9 Unidad de reformación RCC (unidad 20)**

La unidad de reformación por regeneración catalítica continua está diseñada para una alimentación de 35.000 BSPD y para producir un reformado que tenga un número de octano en el rango de 95-102. La sección de regeneración está diseñada sobre la base de diseño para 2.000 lb/h de catalizador regenerado, siendo la alimentación a la unidad la nafta tratada que proviene de la unidad NHT. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.10 Unidad de hidrotratamiento de diesel (unidad 45)**

La unidad original está diseñada para tratar cinco tipos de cargas provenientes de las unidades de destilación atmosférica y al vacío en dos secciones de reacción combinadas, con la finalidad de desulfurar y saturar los aromáticos. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.11 Unidad de despojamiento de aguas agrias (unidad 46)**

Esta unidad tiene una capacidad de 250 gpm (galones por minuto) y recibe todos los flujos de aguas agrias generados por las unidades de hidrotratamiento de nafta, unidad de amina y de recuperación de azufre. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.12 Unidad de recuperación de azufre (unidad 48)**

El propósito de esta unidad es el tratamiento de gases ácidos y agrios provenientes de tres unidades de proceso, a través de la oxidación parcial de  $H_2S$  (sulfuro de hidrogeno) y  $NH_3$  (amoniac) contenido en las corrientes de gases, para producir azufre elemental. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.13 Unidad de tratamiento de gas de cola-Clauspol incineración (unidad 49)**

El propósito de esta unidad es la eliminación de la parte principal de los compuestos de azufre presentes en el gas de cola producto de la unidad de recuperación de azufre Claus aguas arriba. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.14 Sistema de recuperación de condensado**

El sistema de recuperación de condensado fue diseñado con el propósito de: recolectar el condensado de baja presión producido en las nuevas unidades de proceso y en el sistema de agua de enfriamiento, incluyendo futuras unidades de proceso; suministrar condensado a las nuevas unidades de proceso incluyendo futuras unidades; y enviar el condensado al sistema de condensado existente. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.15 Sistema de gas combustible**

El sistema de gas combustible en las plantas de hidroprocesos está diseñado con el propósito de recoger en el tambor de mezcla el gas combustible producido en las unidades de proceso nuevas incluyendo unidades futuras y suministrar gas combustible a 125 psig a las unidades de proceso nuevas incluyendo unidades futuras. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.16 Sistemas de gas inerte**

El sistema de gas inerte está diseñado para suministrar nitrógeno de alta pureza a la unidad 20, suministrar nitrógeno de baja pureza a todos los usuarios excepto a la unidad 20, suministrar nitrógeno de baja pureza como respaldo al sistema nitrógeno de alta pureza. (PDVSA, 2006)

#### **2.2.2.17 Sistema de mechorrio**

El nuevo sistema de mechorrio ha sido diseñado para deshacerse de los hidrocarburos y del gas ácido durante el arranque, operación normal, emergencias y productos fuera de especificación. (PDVSA, 2006)

### 2.3 Descripción de proceso de la unidad de reformación

El proceso de reformación de nafta consta de las siguientes secciones, que a continuación se explican.

#### ▪ Sección de alimentación

La carga es nafta pesada proveniente de la unidad de hidrotratamiento de nafta (NHT), a la cual se le inyecta un cloruro orgánico acuoso para el arranque inicial de la unidad y cuando se tiene fuera de operación por varios días el regenerador. La carga entra al intercambiador de alimentación combinada E-2002, el cual se combina con la corriente de gas de reciclo rico en hidrógeno proveniente del compresor G-2002. La carga combinada sigue al horno de calentamiento de carga B-2001, donde alcanza la temperatura de reacción entre 950-1.010 °F, para luego pasar al primer reactor (figura 2.1). (PDVSA, 2002)

#### ▪ Sección de reacción

La carga combinada vaporizada entra al primer reactor D-2001, atraviesa el lecho catalítico, reaccionando en primer lugar las parafinas y seguido los naftenos absorbiendo calor; de allí sigue al segundo horno B-2002 para recuperar la temperatura de reacción, completar las reacciones de los naftenos en el reactor D-2002 y continuar con las parafinas en el primer reactor, luego se dirige al tercer horno B-2003 para recuperar la temperatura de reacción, y tratar de realizar las reacciones más difíciles que requieren generalmente el 50% del volumen del catalizador del proceso, esta son las de alquilación y desmetilación de aromáticos (figura 2.1). (PDVSA, 2002)

### ▪ **Sección de separación**

El efluente del reactor D-2003 se enfría en el E-2003 y luego va al separador D-2004, el cual separa ambas fases (gas y líquida). La fase gas se comprime en el compresor de gas de reciclo G-2002, que descarga circulando hacia la sección de reacción una parte, otra al regenerador y la restante sigue hacia la sección de recontacto. La fase líquida (reformado inestable), es bombeado a recontacto por la bomba G-2001 A/B (figura 2.1). (PDVSA, 2002)

### ▪ **Sección de re-contacto**

La corriente gaseosa se envía a la sección de recontacto para remover el GLP y reformado contenido en el mismo. Inicialmente el gas es enfriado en los enfriadores E-2004 y E-2005 A/B, luego se mezcla con la corriente de gases de exceso del tambor de tope de la desbutanizadora D-2011, siguiendo al tambor separador de succión D-2005; el líquido de este tambor es circulado al tambor separador D-2004 junto con el efluente del reactor D-2003. El gas es ruteado al compresor de gas neto G- 2003 A/B/C, luego se enfría en el enfriador E-2006, se recontacta con la corriente de líquido del segundo tambor de recontacto D-2007 y es enfriado en el E-2007A/B, mientras que el líquido es bombeado a la desbutanizadora D-2011. La corriente de gas entra a la segunda etapa de compresión, enfriándose en el E-2008, para recontactarse por segunda vez con la corriente líquida del tambor D-2006, enfriarse en el E-2009 A/B y seguir al segundo tambor de recontacto D-2007, luego se dirige a la tercera etapa de compresión y es enfriada en los enfriadores E-2010 y E-2011 para seguir al separador D-2010; el gas neto con alta pureza sale al cabezal de hidrógeno que suministrará a los procesos de hidrotreatmento. El líquido (reformado

inestable) del Recovery plus, proveniente de los tambores D-2009 y D-2010 es enviados como carga a la desbutanizadora D-2011 (figura 2.1). (PDVSA, 2002)

#### ▪ **Sección de desbutanización**

El reformado inestable se calienta en los calentadores E-2012 A/B que intercambian calor con la corriente de fondo de la desbutanizadora D-2011; la corriente entra a la desbutanizadora D-2011, donde se separan los cortes livianos y el reformado. Por el tope de la torre se condensan los gases y se dirigen al tambor separador D-2012, del cual se envían los gases incondensable a recontacto. La corriente líquida de tope es GLP ( $C_3/C_4$ ) que es bombeada una parte a la sección de fraccionamiento de GLP y la otra es el reflujo de la torre desbutanizadora para rectificar y estabilizar el reformado (figura 2.1). (PDVSA, 2002)

#### ▪ **Sección de fraccionamiento GLP**

La corriente de GLP se envía al tratador de cloruros de GLP, para remover el cloruro arrastrado en el proceso, luego es enviado al tambor de amortización D-2051, para posteriormente ser bombeado por la bomba G-2051 A/B, vía a la despropanizadora D-2052. Parte de la corriente de fondo es circulada al rehervidor E-2052 y la otra es butano que se enfría en el E-2055 y se envía a almacenaje. La corriente del tope se condensa en el E-2051 y se envía al tambor de tope D-2053. Los gases incondensables se envían al sistema de gas combustible. Mientras que el GLP una parte es refluja a la torre D-2052 y la otra se carga a la torre desetanizadora D-2055, donde se remueven los componentes  $C_1-C_2$  por el tope condensando en el E-2053. La corriente de fondo, se envía una parte de circulación al

rehervidor E-2054 que a su vez enfría al butano de almacenaje y la restante es propano que se enfría en el E-2056 y se envía a almacenaje (figura 2.1). (PDVSA, 2002)

#### ▪ **Regeneración del catalizador**

El proceso comienza con el catalizador usado (gastado) que fluye por gravedad desde el colector de catalizador del fondo del último reactor D-2003, a través de una inyección de nitrógeno, hacia la válvula L desde donde es elevado neumáticamente con el soplador de gas de elevación (nitrógeno) G-2015 a la tolva desacopladora D-2022. El catalizador gastado (y el fresco si se adiciona) es elevado a la tolva de desacople, donde los finos y polvo del catalizador son separados y enviados fuera por el tope de la tolva al colector de polvo M-2015. El fundamento básico de la etapa de remoción de finos es evitar que circule cualquier cantidad de finos hacia la torre de regeneración ocasionando el taponamiento de la malla en la zona de quemado. La tolva de desacople se encuentra encima de la torre regeneradora, entonces el catalizador integro fluye a la torre regeneradora a través de líneas de transferencia del catalizador (figura 2.2). (PDVSA, 2002)

### **2.4 Análisis cuantitativo de riesgos**

Es la evaluación de la frecuencia de eventos no deseados y la magnitud de daños ocasionados, conjuntamente con criterios de valor respecto a la importancia de los resultados.



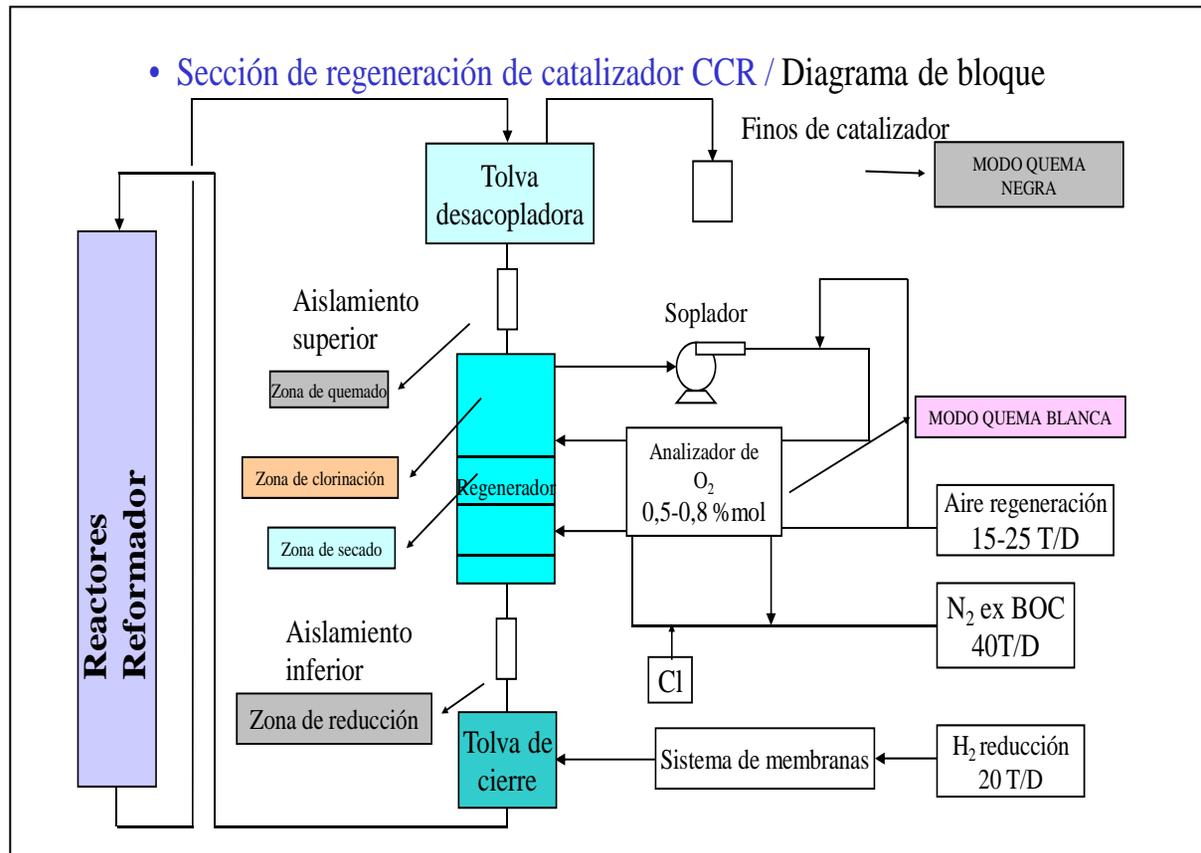


Figura 2.2 Sección de regeneración catalítica continua (PDVSA, 2002)

Esta metodología no establece preconcepciones acerca de la credibilidad de cualquier accidente, de hecho cualquier peligro o escenario de accidente que puede ser identificado es considerado para análisis, incluyendo error humano, fallas de los sistemas de protección y eventos fortuitos como caída de aviones. Una fortaleza particular del análisis cuantitativo de riesgo, es que siendo cuantitativo en su naturaleza, provee una visión óptima de los riesgos asociados con una actividad particular, a diferencia de cualquier generalización cualitativa o subjetiva. Provee por lo tanto una mejor comprensión del sistema bajo estudio y sus debilidades potenciales pueden conducir a la identificación de posibles modificaciones que reduzcan significativamente el riesgo total. (ARPCA, 2002)

## **2.5 Identificación de peligros**

Existe la opinión generalizada de que la identificación de peligros constituye el paso más importante del análisis cuantitativo de riesgo, sobre la base de que un peligro identificado es un peligro controlado. El estudio de identificación de peligros en la etapa de diseño de un proyecto es importante por dos razones. La primera es una manera de verificar que los conocimientos de la organización sobre el control de peligros se han aplicado convenientemente durante el desarrollo del proceso y las etapas de diseño del mismo.

En segundo lugar, el informe resultante del estudio de identificación de peligros proporcionara las bases de los "procedimientos operativos de seguridad" que se seguirán usando diariamente hasta que la planta sea destruida o modificada, momento este en el que se desarrollarán otros nuevos.

La identificación de peligros ha constituido por largo tiempo parte integral de las practicas de operación y diseño. No obstante, con frecuencia ha consistido en un proceso informal que estaba subordinado a la manera en que estuviera documentada la empresa y de su experiencia en la aplicación de diseños subsiguientes. (ARPCA, 2002)

## **2.6 Análisis de consecuencias**

El análisis de consecuencias es la parte de evaluación de riesgos que considera los efectos físicos y los daños ocasionados por estos. Se realiza con objeto de formar una opinión sobre las consecuencias potenciales de riesgos serios o accidentes, y las posibles consecuencias que estos, a su vez, ocasionen. (ARPCA, 2002)

### **2.6.1 Escenarios**

Los escenarios incluidos en un análisis de consecuencias de una instalación que procese hidrocarburos son: fugas de fluidos tóxicos y/o inflamables de equipos de proceso, tuberías y tanques de almacenamiento; incendios que envuelven fugas de productos inflamables y explosiones de nubes de vapor y ocurrencia de bola de fuego (BLEVE) en recipientes de proceso presurizados conteniendo gases licuados inflamables. (PDVSA, 2004)

### **2.6.2 Evento iniciador**

Falla o desviación del comportamiento esperado de un sistema o componente, capaz de

convertirse en el comienzo del desarrollo de un accidente, a menos que intervenga un sistema u operación, que prevenga o mitigue al accidente. (PDVSA, 2004)

### **2.6.3 Evento tope**

Evento dentro de la secuencia de eventos de un accidente, que contribuye a la propagación del mismo, o contribuye a prevenir el accidente o mitigar las consecuencias. (PDVSA, 2004)

### **2.6.4 Modelo de simulación, cálculos**

Dado que la estimación de consecuencias implica un alto nivel de complejidad y requiere una predicción lo más exacta posible del área afectada por cada peligro, es importante usar modelos apropiados para cada escenario específico. Por cuanto la ejecución de un análisis cuantitativo de riesgos implica la realización de gran cantidad de operaciones matemáticas para la estimación de consecuencias, es razonable el uso de paquetes computarizados que contengan modelos validos para este fin. En línea con esto PDVSA ha aprobado el uso del programa Canary -By Quest versión 4.2 como herramienta de simulación. (PDVSA, 2004)

### **2.6.5 Estabilidad atmosférica.**

Los movimientos de aire dentro de la capa de la atmósfera junto a la tierra son mayormente causados por la diferencia de densidades en la atmósfera que es originada por diferencias entre temperatura de la superficie de la tierra y el aire junto a esta superficie. Estas diferencias de temperatura

son el resultado del calentamiento solar durante el día y el enfriamiento por radiación durante la noche.

Los días soleados generalmente producen condiciones de atmósfera inestables porque la energía solar calienta la superficie de la tierra, la cual se refleja en un incremento de la temperatura del aire junto a la superficie de la tierra. Las noches de cielo despejado, sin nubes, generalmente producen condiciones atmosféricas estables porque la superficie de la tierra se enfría tanto como irradia calor hacia la atmósfera. Las nubes del cielo tienden a suprimir los efectos del calentamiento solar durante el día y el enfriamiento por radiación durante la noche. Por lo tanto, los cielos llenos de nubes generalmente producen condiciones atmosféricas neutrales. (ARPCA, 2002)

### **2.6.6 Selección de los tamaños de orificios de fugas**

Debido a la fuerte influencia de los diámetros de orificios de fugas en los resultados de las consecuencias finales, es recomendable establecer tamaños de agujeros que representen casos o fugas menores, medianas y mayores, donde el rango de tamaños permita evaluar las consecuencias dentro y fuera de los límites de la planta.

Debido a la infinidad de diámetros de tuberías y equipos existentes en una instalación, es fácil intuir que existen infinitas combinaciones de diámetros de tuberías con relación al diámetro equivalente de orificio de fugas. Evaluar cada caso requeriría de gran cantidad de ejercicios de cálculos. Por esto se hace necesario hacer una simplificación que permita llegar a un resultado con la suficiente exactitud como para tener una herramienta clara de toma de decisiones. (PDVSA, 2004)

### **2.6.7 Criterios de daños**

Para obtener resultados significativos al usar la técnica del análisis cuantitativo de riesgo, es necesario establecer criterios de daños relacionados con el nivel de peligro de interés para el propósito de estudio. Los criterios de daños están referidos a los efectos tóxicos, incendios y explosiones generados por los escenarios de accidentes que podrían desarrollarse en cada una de las unidades de proceso bajo estudio.

Para evaluar los efectos sobre personas, equipos y ambiente como consecuencias de accidentes, se requiere la adopción de criterios de daños los cuales representan un cierto nivel conocido de consecuencias para una determinada exposición y duración. (PDVSA, 2004)

### **2.6.8 Dosis equivalentes de daños**

A los efectos de cuantificar los efectos de cada una de las consecuencias sobre seres humanos, es necesario seleccionar una dosis equivalente de daño para diferentes materiales y tipos de peligros, de manera que el grado de peligro sea similar para todos los efectos.

Para efectos del análisis cuantitativo de riesgo en la industria petrolera y petroquímica nacional se debe considerar como dosis peligrosas las que representan un nivel de daño equivalente al 1%, 50% y 99% de fatalidades. Esta metodología permite cubrir el 99% de probabilidad de fatalidad en tres rangos manejables. (PDVSA, 2004)

## 2.7 Estimación de frecuencias de eventos peligrosos

Cualquier pieza de equipo de proceso puede fallar (bombas, compresores, válvulas, tanques, recipientes a presión, etc.). Si el equipo que falla contiene materiales peligrosos puede desarrollar una zona de peligro. El tamaño de la zona de peligro está influenciado por la naturaleza de la falla del equipo. Si se considera la liberación de un fluido peligroso desde una rotura de tuberías de proceso, la falla podría ser una fuga por un orificio producto de una corrosión inducida del metal, una rotura longitudinal debido a una soldadura defectuosa o una rotura total de tuberías. Si la fuga ocurre en la unión bridada, podría ser debido a la degradación gradual o pérdida parcial o total del material de la empaadura. En el caso de una falla total de la empaadura o de la tubería, la cantidad de material liberado y la subsiguiente zona de peligro, son fuertemente afectadas por el tamaño y tipo de fuga. (Alarcón, 2007)

La frecuencia de falla puede ser sintetizada por un análisis de árbol de eventos el cual permite establecer a partir de un evento iniciador, las secuencias de eventos hasta las consecuencias finales, relacionando las fallas de los equipos con el error humano.

Los tipos de escenarios de accidentes identificados por esta metodología son los siguientes:

- **Chorro de fuego.** Este escenario se desarrollará cuando ocurre la ignición inmediata de una fuga de un gas o vapor inflamable.
- **Piscina de fuego.** Este escenario se desarrollará cuando un producto inflamable es derramado y ocurre la ignición del mismo.

- **Explosión de una nube de vapor.** Este escenario ocurrirá cuando exista una fuga de gas o vapor inflamable que no se incendia inmediatamente, dando origen a la formación de una nube.
- **Fogonazo.** Este escenario ocurrirá cuando exista una fuga de gas o vapor inflamable que no se incendia inmediatamente, dando origen a la formación de una nube de gas. Cuando la nube alcanza un punto lejano de ignición, esta se incendia sin llegar a explotar, debido a que no están presentes las condiciones necesarias para una explosión.
- **Nube tóxica.** Este escenario ocurrirá cuando exista una fuga de un producto tóxico, de forma que a ciertos niveles de concentración, personas expuestas pudiesen experimentar efectos o síntomas amenazadores a la salud.

## 2.8 Cuantificación del riesgo

Las dos maneras más comunes de cuantificar el riesgo o de combinar la información sobre la frecuencia y la magnitud de los daños son: la medida del riesgo individual, las cuales consideran el riesgo de un individuo que pudiese estar en cualquier punto de las zonas de afectación de los incidentes y las medidas de riesgo social, que toman en cuenta el riesgo al cual están expuestas poblaciones que se encuentran en las zonas de afectación de los incidentes. (PDVSA, 2004)

### 2.8.1 Riesgo individual

Puede definirse riesgo individual como el riesgo al que está expuesta una persona en la proximidad de un peligro, considerando la naturaleza del daño al individuo, la posibilidad de que la misma ocurra y el periodo de tiempo en el cual puede producirse dicho daño. (ARPCA, 2002)

### 2.8.2 Riesgo social

El riesgo social es una relación entre la frecuencia y el número de personas de una población sometida a un nivel específico de lesiones y daños debido a la ocurrencia de un accidente. (ARPCA, 2002)

### 2.8.3 Criterios de tolerancia

Los criterios de tolerancia fijan el límite hasta el cual se debe disminuir un riesgo, a través de medidas de ingeniería para disminuir su frecuencia de ocurrencia y/o sus consecuencias. Este límite coincide con el límite a partir del cual se deberá invertir en la elaboración de planes de contingencia tendentes a reducir las consecuencias de tales riesgos. (ARPCA, 2002)

De manera de poder juzgar la tolerabilidad de un riesgo se fijaran tres niveles:

- **Riesgo intolerable.** En este nivel es aceptable la condición presente de riesgo y resulta obligatorio la adopción de medidas que reduzcan la frecuencia de ocurrencia y la severidad de los potenciales.
- **Riesgo reducible.** Deben evaluarse todas las opciones de reducción del riesgo, a través de la combinación de medidas de ingeniería y/o administrativas, que permitan la disminución de la frecuencia de ocurrencia y/o minimización de consecuencias de los posibles accidentes.
- **Riesgo mínimo.** En este caso el riesgo es tolerable y no es imperativo aplicar medidas de reducción del riesgo.

## **CAPITULO III**

### **DESARROLLO DEL TRABAJO**

#### **3.1 Identificación de los posibles eventos peligrosos existentes en la unidad de reformación RCC**

Con la finalidad de definir todos los posibles escenarios peligrosos existentes en la unidad de reformación, se llevo a cabo la identificación de peligros, para lo que fue necesario disponer de una serie de información como lo son: diagramas de flujo de proceso (PFD), diagramas de tuberías e instrumentación (PI&D'S), naturaleza de las sustancias envueltas así como también variables de proceso (flujo, temperatura, presión y composición de las corrientes) de toda la unidad.

Se realizó la identificación de peligros prediciendo posibles fugas de sustancias tóxicas y/o inflamables ocasionadas por roturas en las líneas de proceso. La selección de escenarios comprendió cada una de las secciones de la unidad y tramo por tramo de la misma logrando de esta manera abarcar la planta en su totalidad.

Cada uno de los escenarios seleccionados fueron validada en campo a través de distintas visitas a las instalaciones con el fin de conocer el estado actual de la misma, así como también para detectar y verificar situaciones irregulares que pudieran incrementar el nivel de riesgo de la unidad.

### **3.2 Obtención de las consecuencias ocasionadas por los peligros originados en diferentes escenarios de accidentes**

Una vez seleccionada los escenarios de estudios se procedió a estimar el área afectada (consecuencias) por los peligros originados en diferentes escenarios de accidentes.

Se empleó el programa computarizado Canary By Quest, versión 4.2 el cual cuenta con la aceptación de la Gerencia Corporativa de Seguridad Industrial de PDVSA.

Para realizar las simulaciones se tomaron en cuenta cada una de las siguientes consideraciones:

#### **3.2.1 Variables de proceso**

Tanto el flujo másico de las corrientes de proceso como las composiciones, presión y temperatura de los fluidos antes de la descarga fueron tomados de los balances de masa de la unidad de reformación, suministrados por el departamento de Ingeniería de Proceso.

#### **3.2.2 Condiciones meteorológicas**

Se consideraron dos estabilidades atmosféricas, seleccionadas según la escala de Pasquill-Guifford las cuales fueron las siguientes: estabilidad D (atmósferas neutras) y estabilidad F (atmósferas estables), además se tomó en cuenta la velocidad del viento, temperatura del aire y humedad relativa de acuerdo a cada estabilidad atmosférica, así como también las características del terreno y del área circundante.

En la tabla 3.1 se muestra cada una de las variables tomadas en cuenta de acuerdo a cada estabilidad atmosféricas.

**Tabla 3.1 Condiciones meteorológicas del área**

<b>Estabilidad atmosférica</b>	F	D
<b>Velocidad del viento</b>	1 m/s	2,7 m/s
<b>Humedad relativa</b>	76 %	76 %
<b>Temperatura ambiental</b>	26/30 °C	29/33 °C

Fuente: Fuerza Aérea Venezolana (F.A.V)

En el anexo D se muestran las condiciones meteorológicas del área, estos datos fueron extraídos del reporte facilitado por la estación meteorológica de Barcelona-Aeropuerto de la Fuerza Aérea Venezolana (F.A.V).

### 3.2.3 Orificios de fuga

Se consideraron como posibles orificios de fuga los que representan un diámetro equivalente a 1/4, 1 y 6 pulg, y en aquellos casos donde el diámetro de la tubería fuera menor a 6 pulg se considero la rotura total de la misma. Estos diámetros permiten evaluar las consecuencias ocasionadas por fugas de sustancias tóxicas y/o inflamables tanto dentro como fuera de los límites de la instalación.

El tamaño de los orificios de fuga está relacionado con problemas por corrosión, fallas en uniones bridadas, conexiones de instrumentos, perforación por impactos externos, perdidas de propiedades de sellos, etc.

### 3.2.4 Dosis equivalentes de daños

A los efectos de cuantificar el riesgo individual y social de cada uno de los escenarios analizados, se tomaron como dosis equivalentes de daños (D.E.D), las correspondientes a los niveles de 1%, 50% y 99% de posibilidad de fatalidad.

La tabla 3.2 muestra de acuerdo a la dosis equivalente de daño estudiada, la intensidad de radiación a la que puede estar sometida una persona y la sobrepresión que se puede presentar.

**Tabla 3.2 Dosis equivalentes de daños**

<b>Fatalidad</b>	<b>Radiación (kW/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Sobrepresión (psig)</b>
<b>1%</b>	<b>7,27</b>	<b>2,40</b>
<b>50%</b>	<b>14,89</b>	<b>13,15</b>
<b>99%</b>	<b>28,47</b>	<b>72,05</b>

Fuente: Guía PDVSA IRS-02

### 3.3 Calculo de las frecuencias de ocurrencia de eventos peligrosos en la unidad de reformación RCC

Para la estimación de frecuencias de cada uno de los eventos se empleó el método de árbol de eventos, para lo cual se necesito conocer la frecuencia de falla de cada uno de los elementos que formaban parte de los escenarios seleccionados, es decir la frecuencia de falla de cada válvula, brida, intercambiador de calor, compresor entre otros; Para lograrlo se empleo el método de árbol de falla, en la cual se tomaron como bases las

estadísticas correspondientes a la base de datos de la guía PDVSA IR-S-02 (anexo J).

En caso de que el orificio de fuga correspondiente al escenario estudiado no se encontrara en la base de datos entonces se realizaron extrapolaciones e interpolaciones dependiendo del caso en estudio.

Para el desarrollo de los árboles de falla se programó una hoja de Excel, la cual arrojaba la frecuencia de falla de cada uno de los escenarios de estudio para cada orificio de fuga. En el anexo tal se pueden observar una muestra de un árbol de falla.

Se tomaron en cuenta como alternativas de riesgo: ignición inmediata, acumulación de gas, ignición retardada y explosiones, por ser las que ocasionan las consecuencias más significativas por su potencialidad de producir pérdida humana y material. La probabilidad de ocurrencia de cada una de estas alternativas fueron tomadas de la guía PDVSA IR-S-02 criterios para el análisis cuantitativo de riesgo.

La tabla 3.3 presenta de acuerdo al tipo de fuga (gas o líquido), la probabilidad de ignición dependiendo el flujo de liberación.

**Tabla 3.3 Probabilidad de ignición de fugas de gas y líquido**

FUGA	PROBABILIDAD DE IGNICIÓN	
	Gas	Líquido
Menor (< 1 kg/s)	0,01	0,01
Mayor (1-50 kg/s)	0,07	0,03
Masivo (> 50 kg/s)	0,30	0,08

Fuente: Guía PDVSA IRS-02

La tabla 3.4 señala la probabilidad de ignición retardada, dependiendo de la densidad y distribución de la fuente de ignición alrededor del escenario de estudio.

**Tabla 3.4 Probabilidad de ignición retardada de tuberías y plantas**

<b>ALTA</b>	0,80
<b>MEDIA</b>	0,60
<b>BAJA</b>	0,40

Fuente: Guía PDVSA IRS-02

La tabla 3.5 muestra la probabilidad para acumulación de gases, la cual se tomo en cuenta de acuerdo a la expansión de la llama.

**Tabla 3.5 Probabilidad de acumulación de gas**

<b>FLUJO</b>	<b>DIMENSIONES</b>	<b>GAS</b>	<b>LIQUIDO</b>	<b>FACTOR</b>
Menor a 1 kg/s	2,5 y 3	0,01	0,01	1
	1			3
	2			4
Mayor a (1-50 kg/s)	2,5 y 3	0,07	0,30	1
	1			3
	2			4
Masivo (>50 kg/s)	2,5 y 3	0,30	0,08	1
	1			1,5
	2			2

Fuente: Guía PDVSA IRS-02

En la tabla 3.6 se presenta la probabilidad de explosión dada una fuente de ignición.

**Tabla 3.6 Probabilidad de explosión**

<b>FUGA</b>	<b>PROBABILIDAD DE EXPLOSIÓN</b>
Menor (<1kg/s)	0,04
Mayor (1-50 kg/s)	0,12
Masivo (>50 kg/s)	0,30

Fuente: Guía PDVSA IRS-02

Una vez entonces que se disponía de todos los datos necesarios se continuó con el desarrollo del árbol de eventos, obteniendo de esta manera la frecuencia de ocurrencia de cada uno de los eventos tope a partir de los eventos iniciadores que podrían ser fuga de gas o fuga de líquido.

Luego se determinaron las frecuencias totales de cada evento multiplicando las frecuencias de los eventos topes por las condiciones ambientales.

En la tabla 3.7 se muestran las probabilidades de ocurrencia de cada estabilidad atmosférica, conjuntamente con los parámetros asociados a las condiciones ambientales.

**Tabla 3.7 Probabilidad de las condiciones ambientales**

<b>ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA</b>	<b>PROBABILIDAD PARA LA ESTABILIDAD</b>	<b>VELOCIDAD DEL VIENTO</b>	<b>DIRECCIÓN DEL VIENTO</b>	<b>DIRECCIÓN DEL ESCAPE</b>
D	0,85	0,75	0,60	1
F	0,15	0,25	0,40	1

Fuente: Elaboración propia

### **3.4 Comparación del nivel de riesgo tanto individual como social, con los criterios de tolerancia existentes en PDVSA**

Para calcular el nivel de riesgo en la unidad se tomaron en cuenta tanto las frecuencias como las consecuencias calculadas anteriormente, así como también la distribución geográfica de cada uno de los escenarios.

Se trazaron sobre el plano de la planta las curvas de consecuencia específicas para cada escenario, cada orificio de fuga y cada estabilidad atmosférica (D y F), empleando como herramienta el programa Autocad.

Para obtener las curvas de iso-riesgos, fue necesario sumar cada una de la frecuencia de ocurrencia de cada consecuencia hasta alcanzar los niveles de riesgo meta establecidos por la industria petrolera y petroquímica nacional.

La tabla 3.8 señala los riesgos meta que establece la industria petrolera y petroquímica nacional conjuntamente con el nivel de riesgo establecido por los mismos.

**Tabla 3.8 Criterios de tolerancia establecidos por la industria petrolera y petroquímica nacional**

ETAPAS	DESCRIPCIÓN
$f > 1,0 \times 10^{-3} / \text{año}$	Intolerable
$1,0 \times 10^{-4} < f \leq 1,0 \times 10^{-3} / \text{año}$	Reducible: aplicación de análisis costo-beneficio-riesgo
$f \leq 1,0 \times 10^{-4} / \text{año}$	Mínimo

Fuente: Guía PDVSA IRS-02

No fue calculado el nivel de riesgo social debido a que el riesgo está dentro de la unidad, y la magnitud de los posibles eventos garantiza la no afectación de las poblaciones cercanas.

### 3.5 Revisión en cuanto al diseño de la unidad

Adicional al cálculo del nivel de riesgo se realizó una auditoria en cuanto al diseño de la unidad de reformación, para lo cual se consideraron una serie de normas relacionadas con la seguridad en el diseño de una planta, entre las cuales se pueden mencionar las siguientes: IR-I-01 (sistema de detección y alarma de incendio), IR-C-03 (revestimiento contra incendio), IR-M-01 (separación entre equipos e instalaciones), MDP-08-SA-05 (instalación de válvulas de alivio de presión), IR-1-02 (sistemas de detección de gases inflamables/tóxicos) y SI-S-21 (revisión pre-arranque) entre otras.

El proceso consistió en realizar una lista de chequeo en las cuales se realizaban una serie de preguntas relacionadas con las consideraciones que debieran tomarse en cuenta a la hora de diseñar una planta. Estas preguntas

fueron respondidas con inspecciones en la unidad, con el fin de observar si la misma cumplía o no con las condiciones de un diseño totalmente seguro establecido por las normas anteriormente mencionadas.

## **CAPITULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1 Identificación de los posibles eventos peligrosos existentes en la unidad de reformación RCC**

En la tabla 4.1 se muestran cada uno de los escenarios obtenidos para el análisis cuantitativo de riesgo, los cuales fueron seleccionados de acuerdo a la sección de estudio, evaluando tramo por tramo las mismas, logrando de esta manera incluir todos los equipos encontrados en la unidad sin importar lo simple que pudiera ser el proceso de cada uno de estos, tomando en cuenta además las variables de proceso involucrada en cada escenario, obteniendo de esta forma una evaluación completa de la unidad de reformación por regeneración catalítica continua.

**Tabla 4.1 Identificación de peligros**

<b>Nº DE ESCENARIO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>SECCIÓN</b>	<b>CÓDIGO</b>
1	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-1908 A/B hasta el intercambiador de alimentación combinada E-2002.	<b>Alimentación</b>	<b>TSA1</b>
2	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del reactor D-2003 hasta el intercambiador de alimentación combinada E-2002.		<b>TSA2</b>
3	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del compresor de reciclo G-2002 hasta el intercambiador de alimentación combinada E-2002.		<b>TSA3</b>
4	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2001 hasta el punto en el que se mezcla dicha composición con la corriente de salida del intercambiador de alimentación combinada E-2002.		<b>TSA4</b>
5	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope del intercambiador de alimentación combinada E-2002 hasta el horno B-2001.		<b>TSA5</b>
6	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del horno B-2001 hasta el reactor D-2001.	<b>Reacción</b>	<b>TSR1</b>

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.1 Identificación de peligros (continuación)**

Nº DE ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	SECCIÓN	CÓDIGO
7	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del compresor G-2002 hasta el intercambiador E-2001.	Reacción	TSR2
8	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2001 hasta el reactor D-2003.		TSR3
9	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del punto de mezcla (efluente del reactor D-2003 y corriente de salida del intercambiador E-2002) hasta el enfriador E-2003.	Separación	TSS1
10	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del fondo del tambor D-2005 hasta el punto de mezcla conformado por dicha corriente y la proveniente del enfriador E-2003.		TSS2
11	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de la descarga de la bomba G-2001A/B hasta el punto de mezcla conformado por dicha corriente y la proveniente del enfriador E-2008.		TSS3
12	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope del separador D-2004 hasta el compresor de reciclo G-2002.		TSS4
13	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del compresor de reciclo G-2002 hasta el enfriador de gas neto E-2004.		TSS5
14	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2005A/B hasta el punto en el que se mezcla dicha corriente con el producto de tope del separador D-2012.	Re-contacto	TSRC1
15	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del punto de mezcla (corriente de salida del intercambiador E-2005 A/B y producto de tope del separador D-2012) hasta el punto en el que se une dicha composición con la corriente proveniente del intercambiador E-2025.		TSRC2

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.1 Identificación de peligros (continuación)**

Nº DE ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	SECCIÓN	CÓDIGO
16	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del compresor G-2003 A/B/C (primera etapa) hasta el enfriador E-2006.	<b>Re-contacto</b>	TSRC3
17	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del punto de mezcla (corriente de salida del intercambiador E-2005 A/B y corriente proveniente del intercambiador E-2025) hasta el tambor de succión D-2005.		TSRC4
18	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de un punto de mezcla (corriente de salida del enfriador E-2006 y corriente proveniente del tambor D-2007) hasta el intercambiador E-2007 A/B.		TSRC5
19	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope del tambor D-2006 hasta el punto en el que se desvía dicha corriente hacia la primera y segunda etapa de re-contacto.		TSRC6
20	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2007 A/B hasta el tambor de re-contacto D-2006.		TSRC7
21	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del compresor G-2003 A/B/C (segunda etapa) hasta el enfriador E-2008.		TSRC8
22	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del compresor G-2003 A/B/C (segunda etapa) hasta el enfriador E-2008.		TSRC9
23	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2009 A/B hasta el tambor de re-contacto D-2007.		TSRC10
24	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del fondo del tambor D-2007 hasta el punto de mezcla conformado por dicha corriente y la proveniente del enfriador E-2006.		TSRC11

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.1 Identificación de peligros (continuación)**

Nº DE ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	SECCIÓN	CÓDIGO
25	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope del tambor de succión D-2006 hasta el punto de mezcla conformado por dicha corriente y la proveniente del tambor D-2007.	<b>Re-contacto</b>	<b>TSRC12</b>
26	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope del tambor D-2007 hasta la unidad de gas modular M-2007.		<b>TSRC13</b>
27	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de la unidad de gas modular M-2007 hasta los tratadores de gas D-2008 A/B.		<b>TSRC14</b>
28	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de los tratadores de cloro D-2008 A/B hasta el tambor deshidratador D-2009.		<b>TSRC15</b>
29	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del compresor G-2003 A/B/C (tercera etapa) hasta el enfriador E-2010.		<b>TSRC16</b>
30	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope del tambor D-2009 hasta el punto de mezcla conformado por dicha corriente y el producto de tope del tambor D-2010.		<b>TSRC17</b>
31	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del enfriador E-2010 hasta el intercambiador E-2011.		<b>TSRC18</b>
32	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2011 hasta la alimentación del tambor D-2010.		<b>TSRC19</b>
33	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del fondo del tambor D-2010 hasta el intercambiador E-2012 A/B.		<b>Desbutanización</b>
34	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2012 A/B hasta la torre desbutanizadora D-2011.	<b>TSD2</b>	
35	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2012 A/B hasta el enfriador E-2013.	<b>TSD3</b>	

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.1 Identificación de peligros (continuación)**

Nº DE ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	SECCIÓN	CÓDIGO
36	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2014 A/B hasta almacenaje.	<b>Desbutanización</b>	<b>TSD4</b>
37	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope de la torre desbutanizadora D-2011 hasta el enfriador E-2015.		<b>TSD5</b>
38	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del enfriador E-2015 hasta el intercambiador E-2016 A/B.		<b>TSD6</b>
39	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2016 A/B hasta el tope del tambor de separación D-2012.		<b>TSD7</b>
40	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del fondo del tambor de separación D-2012 hasta la bomba G-2005 A/B.		<b>TSD8</b>
41	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de la descarga de la bomba G-2005 A/B hasta el tope de la torre desbutanizadora D-2011.		<b>TSD9</b>
42	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de la descarga de la bomba G-2005 A/B hasta los tratadores de cloruro D-2057 A/B.	<b>Fraccionamiento</b>	<b>TSF1</b>
43	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope de los tratadores de cloruro D-2057 A/B hasta el tambor D-2051.		<b>TSF2</b>
44	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de la descarga de la bomba G-2051 A/B hasta el tope de la torre despropanizadora D-2052.		<b>TSF3</b>
45	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del fondo de la torre despropanizadora D-2052 hasta el intercambiador E-2054.		<b>TSF4</b>
46	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de la descarga de la bomba G-2052 A/B hasta la alimentación de la torre desetanizadora D-2055.		<b>TSF5</b>

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.1 Identificación de peligros (continuación)**

Nº DE ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	SECCIÓN	CÓDIGO
47	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2054 hasta el intercambiador E-2055.	<b>Fraccionamiento</b>	TSF6
48	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2055 hasta almacenaje.		TSF7
49	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope del tambor de reflujo D-2053 hasta almacenaje.		TSF8
50	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope del tambor D-2056 hasta el almacén de gas combustible.		TSF9
51	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del fondo de la torre desetanizadora D-2055 hasta el intercambiador E-2056.		TSF10
52	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2056 hasta el almacén de GLP.		TSF11
53	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de la unidad de tratamiento de amina hasta el secador M-2051.		TSF12
54	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del calentador E-2022 hasta el reactor D-2001.	<b>Regeneración</b>	TSRCC1
55	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del reactor D-2001 hasta el intercambiador E-2025.		TSRCC2
56	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope de la torre de regeneración D-2020 hasta el soplador G-2016		TSRCC3
57	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del soplador G-2016 hasta la torre de regeneración D-2020.		TSRCC4
58	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del calentador de regeneración E-2023 hasta la torre de regeneración D-2020.		TSRCC5
59	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del calentador E-2024 hasta la torre de regeneración D-2020.		TSRCC6

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.1 Identificación de peligros (continuación)**

Nº DE ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	SECCIÓN	CÓDIGO
60	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2026 hasta el punto en el que se desvía dicha corriente hacia la tolva de cierre D-2006 y el reactor D-2001.	<b>Regeneración</b>	TSRCC7
61	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del coalescedor de gas de refuerzo M-2014 hasta el separador D-2004.		TSRCC8
62	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente de la descarga de la bomba G-2018 hasta el tambor D-2022.		TSRCC9
63	Fuga y/o en la tubería proveniente del soplador G-2016 hasta el calentador E-2020.		TSRCC10
64	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del soplador de gas de elevación G-2015 hasta la sección de catalizador agotado.		TSRCC11
65	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2025 hasta el tambor D-2005.		TSRCC12
66	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del tope de la tolva de cierre D-2026 hasta el enfriador E-2003.		TSRCC13
67	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del coalescedor de gas de refuerzo M-2014 hasta el intercambiador E-2025.		TSRCC14
68	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2026 hasta el reactor D-2001.		TSRCC15
69	Fuga y/o rotura en la tubería proveniente del intercambiador E-2026 hasta la tolva de cierre D-2026.		TSRCC16

Fuente: elaboración propia

La tabla 4.2 señala el número de escenarios obtenidos para cada sección de estudio.

**Tabla 4.2 Distribución de los escenarios**

<b>Secciones</b>	<b>N° de escenarios</b>
<b>Alimentación</b>	5

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.2 Distribución de los escenarios (continuación)**

<b>Secciones</b>	<b>N° de escenarios</b>
<b>Alimentación</b>	5
<b>Reacción</b>	3
<b>Separación</b>	5
<b>Re-Contacto</b>	19
<b>Desbutanización</b>	9
<b>Fraccionamiento</b>	12
<b>Regeneración</b>	16

Fuente: elaboración propia

Se obtuvo un total de sesenta y nueve escenarios los cuales están distribuidos de acuerdo a la sección de estudio. Se seleccionaron de acuerdo a las condiciones de las variables de procesos y al tipo de equipo involucrado en el mismo ya que estos juegan un papel muy importante en cuanto a la ocurrencia de algún evento en la unidad. Estos escenarios pudieran ocurrir por roturas en las líneas de proceso ocasionadas por problemas de corrosión, fallas en uniones bridadas y hasta daños mecánicos externos, entre otros.

## 4.2 Obtención de las consecuencias ocasionadas por los peligros originados en diferentes escenarios de accidentes

En las siguientes tablas se muestran los eventos que alcanzan mayor magnitud para la estabilidad atmosférica D (tabla 4.3) y para la estabilidad atmosférica F (tabla 4.4) de acuerdo al orificio fuga, escenario específico y dosis equivalente de daño. En los anexos F.1 y F.2 se pueden encontrar el resto de los escenarios en los cuales se observan los eventos que se pudieran desarrollar y las distancias que los mismos puedan lograr alcanzar, de acuerdo al orificio que produce la liberación y la dosis equivalente de daños tomadas en cuenta en el análisis.

En la tabla 4.3 se presentan los eventos que alcanzan mayor magnitud, para la estabilidad atmosférica F, de acuerdo al escenario y orificio que lo origina.

**Tabla 4.3 Eventos más severos (estabilidad atmosférica D)**

Escenario	Tamaño de orificio (pulg)	Flujo de salida (lb/h)	Fogonazo (m)	Chorro de fuego (m)			Piscina de fuego (m)			Explosión (m)		
			100%	1%	50%	99%	1%	50%	99%	1%	50%	99%
TSA1	6	394.215	181,6									
TSD8	6	74.142		109,9	94,8	83,8						
TSD4	6	374.306					38,9	27,3	20,5			
TSA5	6	508.515								66,0	11,3	8,0

**Fuente:** Elaboración propia

En la tabla 4.4 se presentan los eventos que alcanzan mayor magnitud, para la estabilidad atmosférica F, de acuerdo al escenario y orificio que lo origina.

**Tabla 4.4 Eventos más severos (estabilidad atmosférica F)**

Escenario	Tamaño de orificio (pulg)	Flujo de salida (lb/h)	Fogonazo (m)	Chorro de fuego (m)			Piscina de fuego (m)			Explosión (m)		
			100%	1%	50%	99%	1%	50%	99%	1%	50%	99%
TSS3F	1	340.445	384,2									
TSD8F	6	74.142		110,5	95,2	84,1						
TSD4F	6	374.306					32,4	21,9	16,0			
TSA5F	6	508.515								81,1	13,9	9,8

**Fuente:** Elaboración propia

Como se puede observar en las tablas 4.3 y 4.4, la consecuencia de mayor impacto para ambas estabildades atmosféricas está representada por el evento de fogonazo, originado en la estabilidad atmosférica D por un orificio de fuga equivalente a 6 pulg de diámetro representado por el escenario TSA1 (tabla 4.3), mientras que para la estabilidad atmosférica F es ocasionado por un orificio de fuga equivalente a una 1 pulg de diámetro representado por el escenario TSS3F (tabla 4.4), el cual alcanza una distancia de 181,6 m desde el punto de fuga para la estabilidad atmosférica D y de 384,2 m para la estabilidad F también desde el punto de fuga.

La causa de que estos escenarios sobresalgan sobre los demás puede deberse a que la composición de esta corriente es únicamente hexano para el escenario TSS1 mientras que para el TSS3F este compuesto es el que se encuentra en mayor proporción (97,4 % de hexano), y el vapor generado por el mismo puede alcanzar largas distancias desde su punto de liberación, localizar la fuente de ignición y combustionar solo en aquellos canales dentro de la nube cuya mezcla de vapor-aire este dentro de los limites de inflamabilidad, esto es por encima de la relación que representa el mínimo

valor capaz de entrar en combustión y/o por debajo de la relación que constituye el máximo valor capaz de entrar en combustión.

Dentro de sus límites, la nube inflamable de gas supone un 100% de letalidad debido al contacto con las llamas. Este proceso tiene una duración muy corta y en todo caso es difícil establecer el umbral entre incendio, donde predomina la radiación térmica y explosión donde predomina el efecto de sobrepresión.

### 4.3 Calculo de las frecuencias de ocurrencia de eventos peligrosos en la unidad de reformación RCC.

En la figura 4.1 se muestra el desarrollo de un árbol de eventos, donde la fuente de ignición está representada por la fuga de un líquido, en el mismo se presentan la frecuencia de ocurrencia de los posibles eventos topes que se pueden llevar a cabo. En el anexo I se puede apreciar la realización de un árbol de eventos pero para aquellos casos donde la fuente de ignición sea la fuga de un gas.

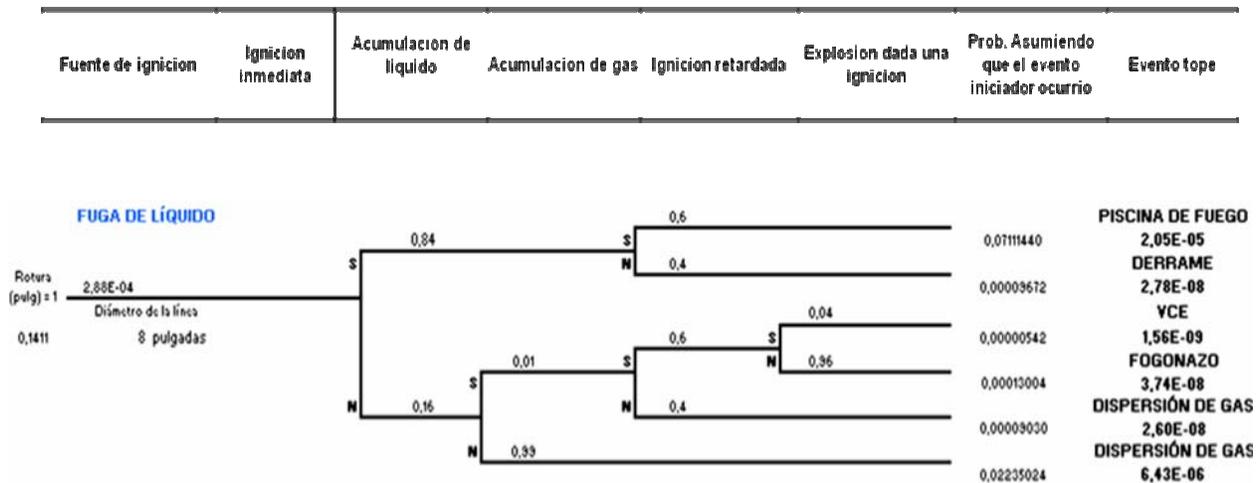


Figura 4.1 Modelo de árbol de eventos para la fuga de un líquido

En la tabla 4.5 se observan los eventos que representan mayor frecuencia de ocurrencia para ambas estabilidades atmosféricas (D y F) de acuerdo al orificio de fuga y el escenario que lo origina. En los anexos K.1 y K.2 se encuentran el resto de las frecuencias de ocurrencia para cada evento específico tomando en cuenta tanto el escenario como el orificio de fuga que lo origina, para la estabilidad atmosférica D y para la estabilidad atmosférica F.

**Tabla 4.5 Eventos más frecuentes para ambas estabilidades atmosféricas (D y F)**

Escenario	Evento final	Orificio de fuga (pulg)	Frecuencia del evento (1/año)
TSS3	<b>Piscina de fuego</b>	1/4	3,24E-03
TSS3F	<b>Piscina de fuego</b>	1/4	1,27E-04

**Fuente:** Elaboración propia

El evento que representa mayor frecuencia de ocurrencia para ambas estabilidades atmosféricas (D y F), es una piscina de fuego originado por un orificio de fuga de 1/4 de pulg, lo cual se atribuye a que en este escenario se ve involucrada una bomba centrífuga (tabla 4.5) y estos equipos presentan una frecuencia de falla elevada (anexo J.1), razón que hace que se incremente la frecuencia de ocurrencia de un posible evento, en este caso piscina de fuego, por ser líquidos los que las bombas manejan, que al ser liberados a la atmosfera dependiendo de su composición parte se derraman, incendiándose los vapores del mismo. Además orificios pequeños como el que origina este evento son los que más frecuentemente pueden llegar a ocurrir tanto en tuberías como en equipos de proceso por ser los de menor

magnitud ya que se considera que en la planta existe tanto un control en las actividades que se llevan a cabo como un mantenimiento adecuado de los equipos que no se permitiría la ocurrencia tan frecuente de roturas de mayores diámetros. Se puede apreciar que el escenario TSS3 el cual está representado por la estabilidad atmosférica D es el que presenta mayor frecuencia de ocurrencia, lo cual es lógico porque esta estabilidad representa atmosfera neutra que es la más frecuente en cuanto a las condiciones ambientales.

#### 4.4 Comparación del nivel de riesgo tanto individual como social, con los criterios de tolerancia existentes en PDVSA

En la tabla 4.6 se muestra el nivel de riesgo presentado por la unidad de reformación por regeneración catalítica continua para ambas estabilidades atmosféricas.

**Tabla 4.6 Cuantificación del nivel de riesgo**

<b>Estabilidad Atmosférica</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Nivel</b>
<b>D</b>	1x10E-03	Reducible
<b>F</b>	1x10E-04	Mínimo

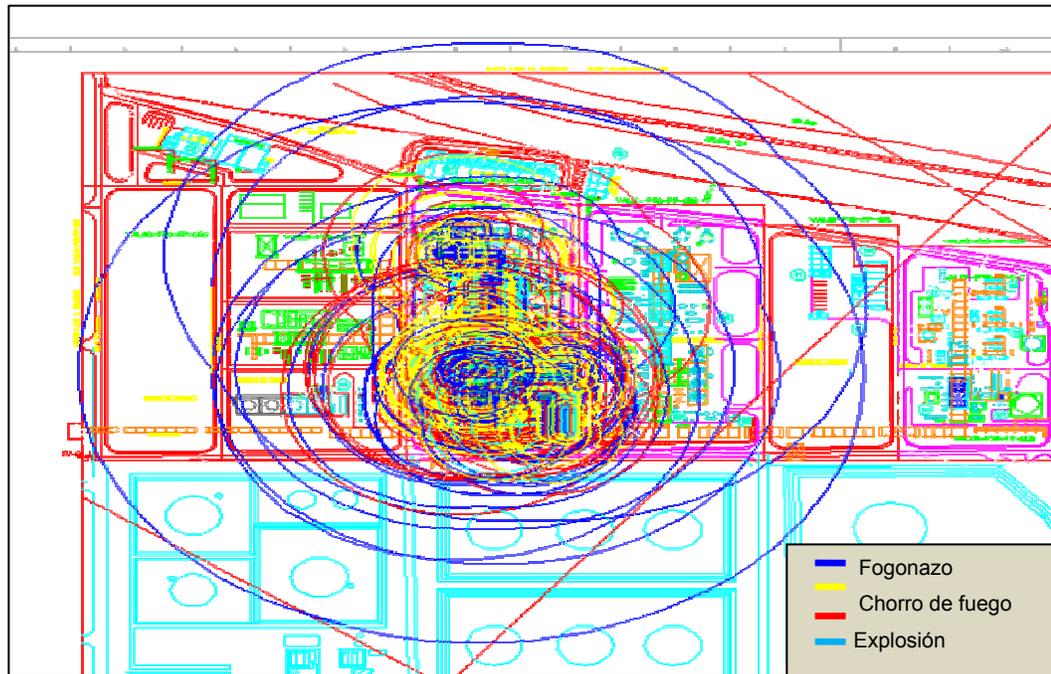
**Fuente:** Elaboración propia

De acuerdo a los criterios de tolerancia que establece la industria petrolera y petroquímica nacional (tabla 3.8) la unidad de reformación por regeneración catalítica continua presenta un nivel de riesgo reducible para la estabilidad atmosférica D, mientras que para la estabilidad atmosférica F es mínimo. En el caso del riesgo reducible esto se puede atribuir a que el riesgo tiene que ver con la probabilidad de ocurrencia de un evento y la magnitud

que pudiera llegar alcanzar el mismo, por lo tanto en esta unidad se pueden llevar a cabo eventos que pueden llegar alcanzar una magnitud elevada y una frecuencia de ocurrencia alta, dependiendo de las condiciones de las variables de proceso, orificios de liberación y de los equipos involucrados. Para lograr reducir este nivel de riesgo se tiene por lo tanto que evaluar medidas de ingeniería destinadas a disminuir la frecuencia de ocurrencia de estos eventos y completar estas con medidas que minimicen y atenúen las consecuencias de los mismos.

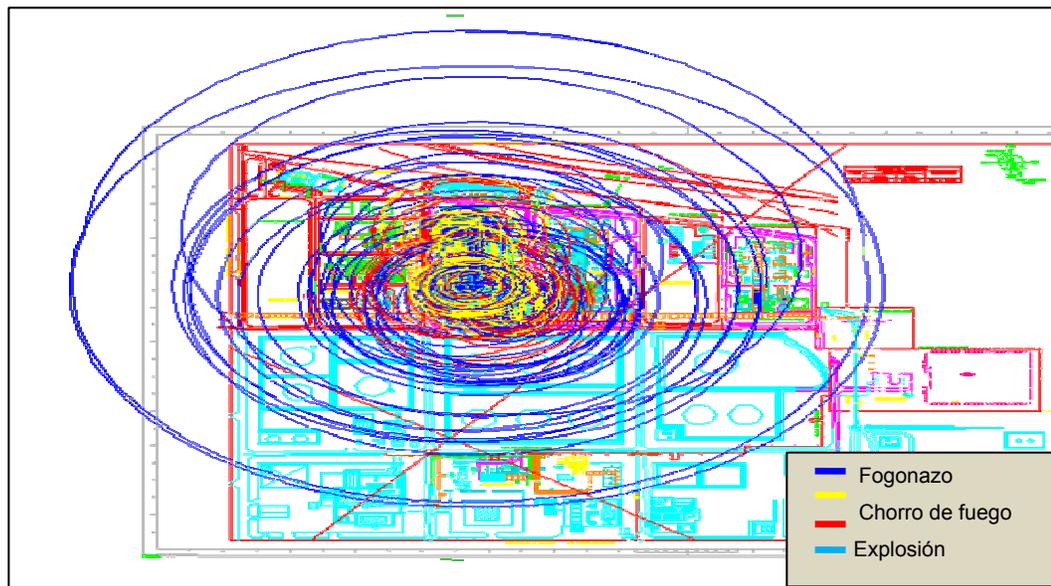
Para el caso de riesgo mínimo presentado para una estabilidad atmosférica F, es un nivel tolerable y no es imperativo aplicar medidas de reducción de riesgo. No obstante si se visualizan medidas obvias que contribuyen a reducir aún más el riesgo y la aplicación de un análisis costo-beneficio favorece la implantación de tales medidas, las mismas deberían adoptarse.

En las figuras 4.1 y 4.2 se pueden apreciar las curvas de consecuencias para cada estabilidad atmosférica, pudiendo visualizar que esta unidad tiene el potencial de afectar áreas de proceso cercanas a la planta así como también edificios de operaciones, debido a la distancia que pueden alcanzar los distintos eventos peligrosos ocasionados por los diferentes escenarios de estudio.



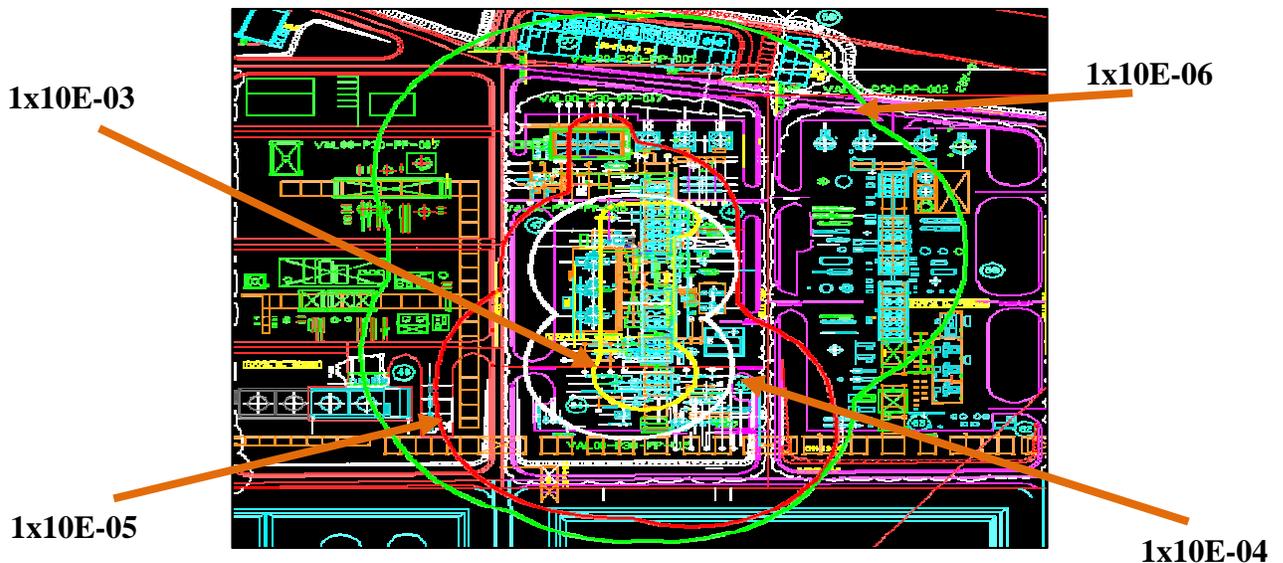
**Figura 4.2 Curvas de consecuencias para la estabilidad atmosférica D**

**D**



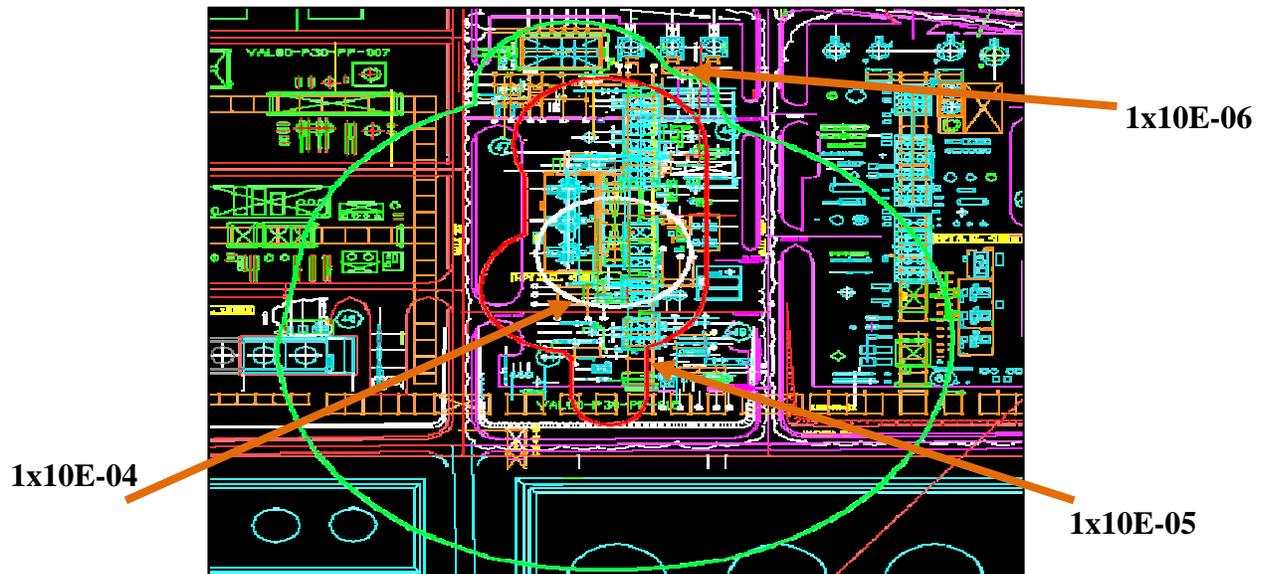
**Figura 4.3 Curvas de consecuencias para la estabilidad atmosférica F**

En la figura 4.3 se pueden observar las curvas de iso-riesgo para la estabilidad atmosférica D, mientras que en la figura 4.4 se muestran para la estabilidad atmosférica F.



**Figura 4.4 Curvas de iso-riesgo para la estabilidad atmosférica D**

Para la estabilidad atmosférica D, se puede apreciar que el riesgo meta  $1 \times 10^{-3}$  indicativo de un nivel reducible se presenta en el centro de la unidad específicamente englobando a toda la sección de re-contacto y parte de la sección de fraccionamiento de LPG, pudiendo incrementarse el riesgo de una persona a medida que está este más próxima a esta área en el caso de ocurrir algún evento específico.



**Figura 4.5 curvas de iso-riesgo para la estabilidad atmosférica F**

En la figura 4.4 se puede apreciar el nivel de riesgo individual que presenta la unidad para la estabilidad atmosférica F (mínimo), concentrándose su mayor probabilidad de ocurrencia tanto en la sección de re-contacto como debajo de todo el tren de enfriadores, esto debido a la frecuencia de falla que presentan los equipos involucrados en esta sección, así como también todas las consideraciones tomadas para el cálculo de consecuencias y frecuencias.

#### **4.5 Revisión en cuanto al diseño de la unidad**

En la tabla 4.7 se puede apreciar cada uno de los aspectos que se tomaron en cuenta en la lista de chequeo, para llevar a cabo la auditoría de seguridad en la unidad.

**Tabla 4.7 Lista de chequeo (check list) para el desarrollo del análisis cuantitativo de riesgo en la unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20 del complejo de hidroprocesos)**

DOCUMENTACIÓN REQUERIDA	SI	NO	OBSERVACIÓN
a. ¿Se dispone de los diagramas de flujo de procesos (PFD)?	X		
b. ¿Se dispone de los diagramas de tuberías e instrumentación (PI&D)?	X		
c. ¿Se dispone de los planos de implantación de equipos de la planta (Plot Plan)?	X		
d. ¿Se dispone de la filosofía de operación y/o manual de operación?	X		
e. ¿Se dispone de la Composición molar de las Corrientes?	X		
f. ¿Se dispone de los inventarios de líquido en los recipientes?	X		
g. ¿Se dispone de las hojas de datos de seguridad de las sustancias (MSDS)?	X		
h. ¿Se ha elaborado un estudio de riesgo previamente?	X		HAZOP
i. ¿Se dispone de plan de emergencia y contingencia?	X		
j. ¿Se dispone de un procedimiento escrito para identificar y probar periódicamente las alarmas críticas contra fuego y/o gases tóxicos?	X		
<b>SEPARACIÓN ENTRE EQUIPOS E INSTALACIÓN</b>			
a. ¿La separación entre los equipos es adecuada para controlar las emergencias?	X		
b. ¿La instalación esta subdividida en áreas o bloques separados por vías de acceso?	X		
c. ¿Las vías de acceso tienen un ancho tal que permitan las actividades de control de emergencia, así como las operacionales y de mantenimiento?	X		

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 4.7 Lista de chequeo (check list) para el desarrollo del análisis cuantitativo de riesgo en la unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20 del complejo de hidroprocesos) (continuación)**

<b>SEPARACIÓN ENTRE EQUIPOS E INSTALACIÓN</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>OBSERVACIÓN</b>
d. ¿Están los equipos con fuego (hornos, calentadores, calderas), sub-estaciones eléctricas y salas de control ubicadas preferiblemente en la periferia de la planta junto a las vías de acceso?	X		
e. ¿Están las áreas donde el personal se concentra ubicadas en la periferia de la planta y vientos arriba de materiales inflamables?	X		
f. ¿Se encuentran las instalaciones de almacenamiento y transporte ubicadas en la periferia de la planta?	X		
g. ¿Están los soportes de tuberías (pipe racks) ubicadas donde no interfieren o pueden ser dañados por grúas u otros vehículos?	X		
h. ¿Están los compresores de gas ubicados en una misma zona?	X		
i. ¿Considera la ubicación de los compresores la dirección del viento?	X		
j. ¿Están los ventiladores ubicados encima de bombas o intercambiadores de calor con productos inflamables?		X	
k. ¿Existen bombas ubicadas debajo de otros equipos de proceso?		X	
l. ¿Existe una separación adecuada entre el cuerpo de bomberos y la instalación?	X		
<b>AISLAMIENTO Y REVESTIMIENTO DE PROTECCIÓN CONTRA FUEGO</b>			
Se ha provisto de adecuado aislamiento a:			
a. Faldas de equipos de proceso	X		
b. Soportes de enfriadores por aire	X		
c. Vías de tuberías	X		
d. Soportes de plataformas por compresores	X		
e. Cables eléctricos y líneas de instrumentación	X		
f. Válvulas e instrumentos de medición y control	X		
g. ¿Se considera el aislamiento lo suficientemente resistente a la aplicación de un chorro de agua?	X		
h. ¿Se han tomado las medidas necesarias para limitar la corrosión del acero al carbono húmedo y frío bajo el aislamiento?	X		
<b>PAVIMENTACIÓN Y DRENAJES</b>			
a. ¿Los equipos poseen brocales perimetrales?	X		
b. ¿Está el piso totalmente pavimentado en áreas donde puedan producirse derrames de líquidos inflamables o peligrosos?	X		

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.7 Lista de chequeo (check list) para el desarrollo del análisis cuantitativo de riesgo en la unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20 del complejo de hidroprocesos). (Continuación)**

<b>PAVIMENTACIÓN Y DRENAJES</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>OBSERVACIÓN</b>
c. ¿Está el pavimento inclinado para alejar y vaciar los derrames que se pudieran acumular debajo de equipos y estructuras?	X		
d. ¿La planta posee sistema de drenajes cerrados para el manejo de hidrocarburos?	X		
e. ¿Existe sistema de canalizaciones para las aguas de lluvia, no contaminadas con hidrocarburos?	X		
<b>EDIFICACIÓN Y ESTRUCTURAS</b>			
a. ¿La edificación posee ventanas?		X	
b. ¿Las ventanas están hechas de vidrios de seguridad?		X	
c. ¿Se encuentran las puertas adecuadamente colocadas para evitar que obstaculicen los pasillos y salidas?	X		
d. ¿Tienen las puertas de emergencia de incendio fusiles pasadores de cierre?	X		
e. ¿La edificación posee sistema de presurización?		X	
f. ¿Pueden esperarse ondas de sobrepresión en la edificación?	X		
g. ¿Existe alta permanencia de personal en número y tiempo?	X		
<b>PLATAFORMAS</b>			
a. ¿Están las plataformas y barandas adecuadamente diseñadas para evitar que la gente resbale en los mismos?	X		
b. ¿Es la altura libre sobrecabeza adecuada en los pasillos y áreas de trabajo?	X		
<b>PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO</b>			
a. ¿Existen equipos móviles y portátiles para el combate contra incendio?	X		
b. ¿El agua contra incendio es suministrada desde una fuente independiente y de adecuada capacidad?	X		
c. ¿Son las bombas de agua contra incendio de tamaño adecuado?	X		
d. ¿Se encuentran los monitores e hidrantes ubicados a una distancia razonable de todo equipo de proceso?	X		
e. ¿Es suficiente el número de hidrantes y monitores para el combate contra incendio?	X		
f. ¿Se le ha dado consideración adecuada a la necesidad de sistemas de espumas, sistemas de rociadores y de inundación, cortinas de vapor y de agua y sistemas de CO <sub>2</sub> y químico seco?	X		
g. ¿Existe un adecuado número de dispositivos de alarmas contra incendio, evacuación y dirección al público?	X		
h. ¿Están las rutas de escapes adecuadamente marcadas?	X		

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.7 Lista de chequeo (check list) para el desarrollo del análisis cuantitativo de riesgo en la unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20 del complejo de hidroprocesos). (Continuación)**

<b>PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>OBSERVACIÓN</b>
i. ¿El personal de operaciones recibe un entrenamiento de combate de incendio y mitigación de un escape de sustancia tóxicas o inflamables?	X		No tan frecuente
Existen sistemas fijos de detección de gases inflamables en:			
a. Estaciones de compresión y/o enfriamiento de gases inflamables	X		
b. Casetas de analizadores	X		
c. Edificios de control	X		
d. ¿Están colocados los detectores en aquellos puntos que representan mayor riesgo de fuga?	X		Bombas, compresores y intercambiadores
e. ¿Se considera la dirección del viento en la colocación de los detectores?	X		
f. ¿La colocación de los detectores interfiere en las actividades habituales de operación y mantenimiento de los equipos?		X	
g. ¿Permite la instalación del detector la calibración y mantenimiento periódico del mismo?	X		
h. ¿Son frecuentemente sometidos a inspección los detectores?	X		
i. ¿Se encuentran los módulos de control instalados en sitios seguros donde no estén sujetos a vibraciones y/o daños mecánicos?	X		
j. ¿Llegan todas las señales del módulo de control a la sala de control u otro sitio con presencia de personal?	X		
k. ¿Activa el módulo de control las alarmas (audible y visual) cuando el detector indica el 20% y 40% del límite inferior de inflamabilidad (LII)?	X		
l. ¿Es la interconexión entre detector y módulo de control adecuada?	X		
m. ¿Se encuentran los cables codificados numéricamente?	X		
<b>RIESGOS ELÉCTRICOS</b>			
a. ¿Se cuenta con un adecuado suministro de energía de emergencia?	X		
b. ¿Están todos los sistemas de detección y alarma para emanaciones tóxicas o inflamables conectados a los suministros de energía de emergencia?	X		
<b>SISTEMAS DE PARADA, BLOQUEO, DESPRESURIZACIÓN Y VENTEO DE EMERGENCIA</b>			
a. ¿Todos los tanques/recipientes poseen válvulas de seguridad?	X		

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.7 Lista de chequeo (check list) para el desarrollo del análisis cuantitativo de riesgo en la unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20 del complejo de hidropcesos).  
(Continuación)**

<b>SISTEMAS DE PARADA, BLOQUEO, DESPRESURIZACIÓN Y VENTEO DE EMERGENCIA</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>OBSERVACIÓN</b>
b. ¿Las descargas de las válvulas de seguridad y alivio de presión van a un sistema cerrado?	X		
c. ¿Existen válvulas de bloqueo en las líneas de alivio de seguridad de la planta?	X		
d. ¿Son accesibles los dispositivos de accionamiento de las válvulas para el aislamiento de los equipos/recipientes, en caso de emergencia y/o fuego?	X		
e. ¿Los compresores y bombas poseen dispositivos de parada de emergencia?	X		
f. ¿Son accesibles los dispositivos de accionamiento para la parada de los compresores y bombas, en caso de emergencia y/o fuego?	X		
<b>OTROS</b>			
a. ¿Existen estaciones de duchas de seguridad y duchas lava ojos en las zonas peligrosas?	X		
b. ¿Existe y se cumple el procedimiento de control de acceso del personal visitante?	X		
c. ¿Existe un programa de inducción de seguridad al personal visitante antes de entrar a la unidad?	X		
d. ¿Tienen las conexiones toma muestra válvulas de doble bloqueo para cada conexión?	X		
e. ¿Existe información desactualizada en uso?		X	
f. ¿Todas las alarmas son de forma audible y visible en el tablero de control?	X		
g. ¿Está ubicado el tablero de control en un lugar permanentemente atendido?	X		

**Fuente:** elaboración propia

Se pudo observar en la auditoría realizada a la unidad que la misma presenta un estándar adecuado entre lo que establece las normas de un diseño seguro y el diseño de la planta, sin embargo se encontraron unas desviaciones relacionadas con la disponibilidad de la información y el orden y

limpieza existente en la unidad. Con respecto a toda la documentación necesaria para el análisis, se puede decir que se dispone de toda esta información pero la misma se encuentra en un estado muy disperso y con relación al con el orden y la limpieza se encontraron unas irregularidades como por ejemplo: mangueras ubicadas en mal sitio, drenajes llenos de sustancias aceitosas, un mismo color emitido por los detectores de gases para cualquier tipo de fuga, ausencia de sistema de presurización de gases en la caseta de operadores de la unidad, falta de sistemas fijos de protección contra incendio en tambores que almacenan GLP, entre otros (anexo M). Si bien es cierto que esto podría verse como cosas sin importancia, de alguna manera contribuye a aumentar el nivel de riesgo de la unidad y a la hora de funcionar una planta el objetivo no debe ser solo producir lo que se desea sino también hacer la seguridad como parte del proceso. Es cierto que el riesgo cero no existe pero se puede hacer todo lo posible para lograr un nivel de riesgo aceptable tanto para la seguridad de los trabajadores como para el proceso.

#### **4.6 Conclusiones**

1. La mayoría de los peligros que se pueden llevar a cabo en la unidad están asociados a fugas de sustancias inflamables.
2. La consecuencia de mayor impacto en la unidad de reformación para la estabilidad atmosférica D, se presenta con un fogonazo (100%) provocado por un orificio de fuga equivalente a 6 pulg de diámetro representado por el escenario TSA1, alcanzando un radio de 181,6 m desde el punto de fuga.

3. La consecuencia de mayor impacto en la unidad de reformación para la estabilidad atmosférica F, se presenta con un fogonazo (100%) provocado por un orificio de fuga equivalente a 1 pulg de diámetro, representado por el escenario TSS3F, alcanzando un radio de 384,2 m desde el punto de fuga.
4. El evento de chorro de fuego más severo para ambas estabilidades atmosféricas está representado por el escenario TSD8, con una distancia de 109,9 m para la estabilidad D y de 110,5 m para la F.
5. El evento de explosión que alcanza una mayor distancia está representado por el escenario TSD4 para ambas estabilidades atmosféricas (D y F), alcanzando una distancia de 38,9m para la estabilidad D y 32.4 m para la F.
6. Dentro de las consecuencias de los escenarios seleccionados no se origina el evento de nube toxica para ninguna estabilidad atmosférica.
7. Las consecuencias de la unidad de reformación tienen el potencial de afectar a otras plantas de la refinería como lo son el resto de las plantas de hidropcesos (hidrotratamiento de nafta y diesel y unidades ambientales), unidades de destilación atmosférica DA-1 y DA-2, unidad de alquilación, unidad de servicios industriales, tanques de almacenamiento, edificios de servicios técnicos (SSTT), seguridad industrial ambiente e higiene ocupacional (SI-AHO) y mantenimiento ubicados en el IPC.
8. El escenario que presenta mayor frecuencia de ocurrencia para ambas estabilidades atmosféricas (D y F) está representado por una piscina de

fuego provocada por un orificio de fuga de 1/4 de pulg, con una frecuencia total de  $3,24E-03$  1/año para la estabilidad atmosférica D y de  $1,27E-04$  1/año para la F.

9. El nivel de riesgo individual dentro de la unidad de reformación para la estabilidad atmosférica D es reducible, mientras que para la estabilidad atmosférica F es mínimo de acuerdo a los criterios de tolerancia establecidos por la norma PDVSA IR-S-02 "Criterios para el Análisis Cuantitativo de Riesgo".
10. La unidad de reformación por regeneración catalítica continua (unidad 20), no contribuye al nivel de riesgo social en la Refinería Puerto La Cruz.
11. La unidad cumple con las medidas pasivas básicas de prevención, control y mitigación de daños.
12. Existe deficiencia y/o ausencia de sistemas fijos de protección contra incendios de agua pulverizada en los recipientes y bombas que manejan GLP.
13. Los sistemas de alarma detectoras de fuga emiten un mismo color para cualquier tipo de liberación que se presente en la unidad bien sea de sustancias toxicas y/o inflamables.
14. La información necesaria para realizar un estudio de este tipo (planos, diagramas, composición de las corrientes, temperatura, presión, entre otros), se encuentra actualmente muy dispersa y de difícil acceso.

#### 4.7 Recomendaciones

1. Continuar considerando las bombas, compresores e intercambiadores dentro de los programas de inspección y mantenimiento con el objeto de disminuir la frecuencia de falla de los mismos.
2. Instalar sistema de presurización de gases en la caseta de operadores.
3. Construir brocales perimetrales en áreas donde los equipos pudieran generar fugas y/o derrames de hidrocarburos, disminuyendo de esta forma el área afectada por radiación en caso de incendio.
4. Modificar los sistemas de alarma visible en la unidad de manera que permitan diferenciar los distintos tipos de fuga bien sea de sustancias tóxicas y/o inflamables.
5. Mantener el orden y limpieza en el área, con el objeto de controlar los factores de riesgo físicos que representen una amenaza potencial a la integridad de los trabajadores y/o instalación.
6. Instalar sistemas fijos de protección contra incendio (sistema de agua pulverizada) tanto en el tambor D-2051 como en las bombas G-2051 A/B.
7. Actualizar y difundir los planes de desalojos y de emergencia para el ataque y control de los eventos que puedan llevarse a cabo en la planta.
8. Tomar en cuenta la puesta en marcha de las recomendaciones que se han hecho en los estudios que se han realizado anteriormente, específicamente del HAZOP de la unidad.

9. Divulgar este estudio de modo de facilitar el conocimiento del riesgo de la instalación a todo personal que labora en la empresa.
10. Centralizar la información correspondiente a la planta, específicamente en la caseta de operadores A perteneciente a la unidad de reformación.
11. Tomar en cuenta en estudios posteriores la aplicación de medidas de reducción de riesgo en la unidad, para el caso riesgo reducible.
12. Aplicar análisis costo-Beneficio a las medidas de reducción de riesgo.

## BIBLIOGRAFÍA

- Alarcón, E. **“Análisis de Riesgo Cuantitativo como una poderosa herramienta de evaluación”**. Revista Área Minera. Chile (2007).  
Disponible en:  
[http://www.aminera.com/index.php?option=comcontent&tsk=view&id=4703  
&\\_itemid=2](http://www.aminera.com/index.php?option=comcontent&tsk=view&id=4703&_itemid=2)
- Araque, K. **“Análisis Cuantitativo de riesgo en la unidad de Hidrotratamiento de Diesel (unidad 45-HDT) de la Refinería Puerto la Cruz”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela (2007).
- Asesores en riesgo de procesos C.A. (ARPCA). **“Manual de ingeniería de control de riesgo y seguridad en diseño”**. Caracas, Venezuela (2002).
- PDVSA **“Libro de la refinería”**. Gerencia General de refinería, Puerto la Cruz (2006).
- PDVSA. **“Manual de Ingeniería de Riesgos, Criterios para al Análisis Cuantitativo de Riesgo”**. PDVSA Nº IR-S-02. Versión 2 .Volumen I. Caracas, Venezuela (2004).
- PDVSA. **“Manual de Operaciones de la Unidad de Reformación por Regeneración Catalítica Continua (unidad 20)”**. Puerto La Cruz, Venezuela (2002).

- Suárez, M. **“Diagnostico del Estudio de un Análisis Cuantitativo de Riesgo de los Procesos en la Planta Despojadora de Aguas Agrias (Unidad 46) de la Refinería Puerto la Cruz”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela **(2007)**.
  
- Vieira, M. **“Análisis Cuantitativo de Riesgo de los procesos en la planta de Hidrotratamiento de Nafta (unidad 19) de la Refinería Puerto la Cruz”**. Informe Técnico, Gerencia de seguridad industrial, Superintendencia técnica de seguridad industrial, PDVSA, Puerto La Cruz, Venezuela **(2007)**.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	<b>ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO EN LA UNIDAD DE REFORMACIÓN POR REGENERACIÓN CATALÍTICA CONTINUA (UNIDAD 20) DEL COMPLEJO DE HIDROPROCESOS EN LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ, CONFORME A LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGO</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Licett R., Yos Cary J.	CVLAC: 18.765.936 E MAIL: yoscary_1@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

Nivel de riesgo

Regeneración Catalítica

Análisis Cuantitativo

Refinería

Hidroprocesos

Riesgos químicos

### METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

### RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo principal de esta investigación consistió en realizar un Análisis Cuantitativo de Riesgo a la unidad de reformación por regeneración catalítica de la refinería Puerto La Cruz, para lo cual se tomo en cuenta una serie de etapas establecidas por la guía PDVSA IR-S-02. En primer lugar se planteo hallar el nivel de riesgo en la unidad para compararlo con los criterios de tolerancia establecidos por la empresa, una vez definido, se recopiló y revisó toda la información necesaria para llevar a cabo el análisis planteado, a la vez esta información fue validada en campo con el fin de conocer la situación actual de la planta. Una vez identificados los peligros se pasó a la etapa de estimación de consecuencias, para conocer tanto los eventos que pudieran suceder, como la magnitud de los mismos, se tomaron en cuenta dos estabilidades atmosféricas de acuerdo a la escala Pasquill-Guifford, logrando obtener como eventos más severos el representado por el escenario TSA1 para la estabilidad atmosférica D y el TSS3F para la estabilidad atmosférica F. Posteriormente se realizo el cálculo de frecuencias con el fin de obtener la frecuencia de ocurrencia de cada uno de los eventos topes ocasionados a partir de los eventos iniciadores para cada escenario, ocasionando el escenario TSS3 el evento más frecuente. Luego se cuantificó el nivel de riesgo, encontrando que la planta presenta un nivel de riesgo reducible para la estabilidad atmosférica D y mínimo para la estabilidad atmosférica F. Adicional a esto se realizo una auditoria de seguridad en la unidad para conocer el estándar que presentaba la misma con respecto a lo establecido en las normas de seguridad en el diseño de una planta química.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
Patiño, Raida	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Luis, Chaparro	ROL	CA	AS	TU(X)	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Rodolfo, Arturo	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Salas, Yraima	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

27	10	2010
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Analisis.riesgo.refineria.doc	Aplication/ msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H  
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v  
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

ESPACIAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de ingeniería química

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

Licett R., Yosmary J.

**AUTOR**

Ing. Raida Patiño MSc.

**TUTOR**

Ing. Arturo Rodulfo MSc.

**JURADO**

Ing. Yraima Salas

**JURADO**

Ing. Yraima Salas

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**