

T 55
B6375



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA
POSTGRADO DE ESPECIALIZACION
EN INGENIERIA DE AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD



**DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS
DURANTE LOS PROCESOS DE ARRANQUE Y PUESTA
EN MARCHA DE LOS MECHURRIOS DE BAJA Y ALTA
PRESION DEL COMPLEJO MEJORADOR DE CRUDO
DE PETROLERA AMERIVEN S.A**

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Elaborado por: Ing José O. Rodríguez C.

Tutor Académico: Ing José M. Andréz

COPIACION

SERBIULA
Tulio Febres Cordero

MERIDA, JULIO 2.006

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

INDICE

CONTENIDO	Página
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
FIGURAS	iii
TABLAS	v
RESUMEN	vii
CAPITULO I	
I. Introducción	1
I.1 Objetivo del Trabajo	4
I.1.1 Objetivo General	4
I.1.2 Objetivos Específicos	4
I.2 Justificación del Estudio	5
I.3 Delimitación del Estudio	8
CAPITULO II	
II. Proyecto Hamaca Up Grader	11
II.1 La Organización y su Estructura	11
II.2 Visión de la Empresa	12
II.3 Objetivos Específicos de la Empresa	12
II.4 Tecnología del Proceso Medular	13
II.5 Instalaciones de Petrolera Ameriven S.A	14
II.6 Instalaciones de Producción	14

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

CONTENIDO

Página

II.7 Descripción General del Mejorador	17
II.8 Bases de Diseño del Proceso	17
II.8.1 Características de la Alimentación y Productos	17
II.8.2 Diagrama de Flujo del Proceso	18
II.8.3 Descripción General del Proceso	20
 CAPITULO III	
III. Marco Téorico	34
III.1 Análisis de Riesgos	34
III.2 Información del sistema en estudio	38
III.3 Identificación de Peligros	38
III.4 Estimación de Consecuencias	41
III.5 Análisis de Consecuencias	42
III.6 Criterios de Daños	43
III.7 Efectos de la Radiación Térmica	44
III.8 Mechurrios	48
III.9 Dispersión de Gases y Vapores	78
 CAPITULO IV	
IV. Metodología	87
IV.1 Sistemas a evaluar	88
IV.2 Selección y descripción de escenarios a evaluar	90
IV.3 Criterios de daños para personas e instalaciones	90
IV.4 Modelo de Cálculo	91
IV.5 Cálculo de Consecuencias	91

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

CONTENIDO

Página

IV.6 Análisis de Resultados	92
IV.7 Conclusiones	92
IV.8 Medidas Preventivas	92

CAPITULO V

V. Descripción del Sistema	93
V.1 Mechurrio de alta presión	96
V.2 Mechurrio de baja presión	99
V.3 Capacidades de diseño	99
V.4 Consideraciones de diseño	101
V.5 Data de diseño y planos de los sistemas	102

CAPITULO VI

VI. Identificación de Peligros	107
VI.1 Validación de la información	107
VI.2 Evaluación en campo	110
VI.3 Análisis preliminar de peligros	114
VI.4 Selección y descripción de escenarios a evaluar	120
VI.5 Criterios de daños	120
VI.6 Modelo de cálculo	120

CAPITULO VII

VII. Cálculo de Consecuencias	124
VII.1 Radiación Térmica	124
VII.2 Dispersión de Gases	127

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

CONTENIDO	Página
CAPITULO VIII	
VIII. Análisis y discusión de resultados	133
VIII.1 Radiación Térmica – Mechurrio de baja presión	133
VIII.2 Radiación Térmica – Mechurrio de alta presión	134
VIII.3 Dispersión – Mechurrio de baja presión	138
VIII.4 Dispersión – Mechurrio de alta presión	139
CAPITULO IX	
IX. Conclusiones y recomendaciones	140
IX.1 Conclusiones	140
IX.2 Recomendaciones	140
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	142
ANEXOS	143
Anexo I: Flare radiation prediction: A critical review	144
Anexo II: Procedimiento de arranque de los mechurrios	169
Anexo III: Carta de Ringleman	192
Anexo IV: Plot Plans, PDF's y PID's de los sistemas	193

DEDICATORIA

Este trabajo está especialmente dedicado a todos aquellos ex trabajadores de Petróleos de Venezuela S.A, que fueron injusta e ilegalmente despedidos durante la Huelga General convocada por la Confederación Venezolana del Trabajo (C.T.V) en diciembre del año 2.002.

Todos ellos, hoy son ejemplo de lucha y perseverancia, pues a pesar de haber sido segregados, perseguidos y hasta encarcelados de manera injusta; hoy se mantienen firmes en la defensa de los Principios y Valores que le fueron inculcados dentro de una Corporación que impulsaron hasta convertirla en la segunda empresa petrolera mas importante del Mundo.

Ninguno de ellos preponderó su trabajo por encima de los intereses del País y su Gente, sacrificando su estabilidad laboral y socio económica, con la esperanza de enrumbar a la Nación por derroteros de Democracia, Pluralidad, Equidad Social y Justicia.

Hoy, muchos de esos 22.532 trabajadores, se encuentran en un exilio obligado, prestando sus servicios profesionales para Compañías Petroleras Transnacionales, las cuales se benefician con 300.000 años de experiencia profesional, mientras que en el presente, la mal llamada Nueva PDVSA, se hunde en la impericia de quienes hoy la operan y dirigen; y en el Autoritarismo de aquellos que se creen AMOS del País.

Muchos de esos 22.532 trabajadores, hoy día se encuentran en Canadá, Arabia Saudita, Estados Unidos, España, Argentina, Bolivia, Perú, Colombia, Brasil, Inglaterra, Nigeria, México, Bahrein, Libia, Kuwait, Trinidad, La India , Qatar y Emiratos Árabes Unidos; pues en Venezuela, se les niega el Derecho al Trabajo, con el silencio cómplice de la Comunidad Internacional y de Organizaciones como la O.E.A, O.I.T y O.N.U, quienes han permanecido indiferentes ante lo que ha sido el Genocidio Laboral mas cruento de la historia mundial.

Ing José Omar Rodríguez

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de Los Andes, por brindarme la oportunidad que la mitad del País trató de negarme.

Al Profesor José M. Andréz, por su infinita ayuda, aliento y paciencia.

A Chevron – Texaco y Conoco - Phillips, por brindarme la oportunidad y la confianza de arrancar todos los equipos de fuego directo del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A.

A Repsol YPF, John Zink Company y Petróleos Mexicanos, por brindarme la oportunidad de trabajar y demostrar mi valía profesional.

A mi Madre, quien reza por mí.

A Dios, quien nunca me ha abandonado.

Ing José Omar Rodríguez

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

INDICE DE FIGURAS

FIGURA N°	Página
I.1 Disposición de Unidades de Proceso	6
II.1 Balance de masa simplificado del Mejorador	12
II.2 Facilidades de Petrolera Ameriven S.A	14
II.3 Instalaciones de producción del Complejo Mejorador	16
II.4 Diagrama de Flujo del Proceso	19
III.1 Proceso de un Análisis Cuantitativo de Riesgos	37
III.2 Knock Out Drum horizontal	53
III.3 Knock Out Drums verticales	53
III.4 Fotografías de Pánel de Ignición	54
III.5 Componentes de Pánel de Ignición	55
III.6 Esquema básico de un Pánel de Ignición	56
III.7 Fotografía de chimenea de un Mechurrio	57
III.8 Esquema de una chimenea típica	58
III.9 Tipos de chimenea, anclajes y sostenimiento	59
III.10 Esquemas de Sellos Moleculares y de Velocidad	60
III.11 Esquema de un Sello de Velocidad	61
III.12 Fotografías de quemadores de alta y baja presión	62
III.13 Fotografías de deflectores de viento de los quemadores	63
III.14 Arreglo Pilot – Quemador de un Mechurrio vertical	63
III.15 Piloto de un Mechurrio vertical	63

III.16	Fotografía de Piloto de un Mechurrio	64
III.17	Fotografía de termocoupla del Piloto	64
III.18	Detalles del conjunto Piloto – Termocoupla	65
III.19	Detalles de sistemas de inyección de vapor al quemador	66
III.20	Sello hidráulico horizontal	67
III.21	Sello hidráulico vertical	68
III.22	Dimensiones básicas conjunto Chimenea – Llama	74
III.23	Esquema de determinación de radiación	75
III.24	Nomograma del efecto ascensional de gases	81
III.25	Nomograma de desplazamiento horizontal de gases	82
IV.1	Diagrama lógico para estimación de Consecuencias	88
V.1	Esquema de disposición de alivios en Petrolera Ameriven	95
V.2	Diagrama de flujo mechorrio de alta presión	97
V.3	Equipos principales del mechorrio de alta presión	98
V.4	Data de Diseño del mechorrio de alta presión	103
V.5	Data de Diseño del mechorrio de baja presión	104
V.6	Esquema y Data de Diseño del mechorrio de alta presión	105
V.7	Esquema y Data de Diseño del mechorrio de baja presión	106
VI.1	Plano general de ubicación de Petrolera Ameriven S.A	111
VI.2	Plano de Planta de Petrolera Ameriven S.A	112
VI.3	Zonas de impacto de Radiación área 90	113
VI.4	Zona intervenida de mechorrios de alta y baja presión	114
VIII.1	Radiación Térmica generada en pruebas de arranque	137

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

INDICE DE TABLAS

TABLA N°	Página
II.1 Características del crudo diluido Hamaca	17
II.2 Calidad del crudo sintético	18
III.1 Elementos a considerar durante el APP	40
III.2 Modelo de resultados de un APP	41
III.3 Tiempo de exposición a la Radiación Térmica	45
III.4 Efectos de la Radiación Térmica	46
III.5 Factores de aislamiento térmico	52
III.6 Pérdida hidráulica en accesorios del Mechurrio	69
III.7 Relación Flujo de Gas – Flujo de vapor de agua	78
III.8 Estabilidad Térmica atmosférica	83
III.9 Tipos de Estabilidad Térmica atmosférica	84
V.1 Capacidad instalada de mechurrios de alta y baja presión	99
V.2 Cargas de alivios de mechurrios de alta presión	100
V.3 Cargas de alivio de mechurrios de baja presión	101
VI.1 Data de proceso del mechurrio de alta presión	107
VI.2 Data de proceso del mechurrio de baja presión	108
VI.3 Radiación Térmica HP Flare – Falla de energía eléctrica	109
VI.4 Radiación Térmica LP Flare – Falla de energía eléctrica	109
VI.5 Validación de Software de John Zink Co – HP Flare	109
VI.6 Validación de software de Jonh Zink Co – LP Flare	110

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

INDICE DE TABLAS

TABLA N°	Página
VI.7 Flujo de gas de alivio para arranque de mechurrios	115
VI.8 Características fisicoquímicas del Gas Natural	115
VI.9 Resultados de análisis preliminares de peligros	117
VI.10 Valores típicos de Emisividad de Gases	123
VII.1 Data de proceso para evaluación de Radiación – Esc. N°1	124
VII.2 Resultados de evaluación de escenario N°1	125
VII.3 Data de proceso para evaluación de Radiación – Esc. N°2	126
VII.4 Resultados de evaluación de escenario N°2	127
VII.5 Data de proceso para evaluación de Dispersión – Esc. N°1	128
VII.6 Data de proceso para evaluación de Dispersión – Esc. N°2	130
VIII.1 Resultados de Radiación Térmica Escenario N°1	133
VIII.2 Resultados de Radiación Térmica Escenario N°2	134
VIII.3 Resultados de Dispersión en mechurrio de baja presión	138
VIII.4 Resultados de Dispersión en mechurrio de alta presión	139

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Resumen

El proyecto mas joven desarrollado en la Faja Petrolera del Orinoco bajo el esquema de Asociación Estratégica, lo constituye el desarrollo de la IPC (Ingeniería, Procura y Construcción) del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, el cual fue desarrollado en forma conjunta entre Petróleos de Venezuela S.A, Chevron – Texaco Inc. y Conoco – Phillips Corporation. En éste, uno de los aspectos más importante lo constituyeron los Análisis de Riesgos realizados durante la Ingeniería Conceptual, Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalle, Construcción, Arranque y Puesta en marcha de las futuras instalaciones, los cuales tuvieron como objetivo fundamental; la identificación, análisis, jerarquización y documentación sistemática de los riesgos al personal, las instalaciones y al ambiente, asociados a las actividades, procesos, operaciones, productos y servicios de la empresa; así como la implantación de las medidas de prevención, control y mitigación de dichos riesgos. En este sentido, la identificación y evaluación de los riesgos asociados a la seguridad de los procesos, se realizó mediante Análisis de Riesgos Cualitativos y Cuantitativos en las diferentes fases de implantación del proyecto. Se identificaron sistemáticamente todos los riesgos que pudieran afectar ó derivarse de las instalaciones, actividades, operaciones ó modificaciones, para luego ser analizados en términos de **Consecuencias y Probabilidades de Ocurrencia**, a objeto de garantizar el establecimiento de su relevancia e imponer las medidas de prevención necesarias.

El presente trabajo encuentra en una de estas fases su motivación central, ya que enfoca un Análisis Cualitativo de Riesgos de los Sistemas de Alivio de Presión del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, así como la determinación del impacto de las Consecuencias asociadas a su puesta en marcha.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

El objetivo principal se centró en la realización de una simulación operacional de los mechorrios de alta y baja presión del sistema de alivio del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, a objeto de cuantificar los niveles de radiación térmica emitidos a los flujos de prueba durante la fase de arranque, con la finalidad de establecer las consecuencias en términos de radiación incidente sobre instalaciones preliminares construidas dentro del área de influencia térmica de los mechorrios. Adicionalmente se evaluó el riesgo de formación de nubes de vapores inflamables, en caso de falla de los sistemas de ignición de los mechorrios.

Las estimaciones realizadas sirvieron de base para el proceso de toma de decisiones que implicaba el desmantelamiento anticipado ó no, de edificaciones preliminares construidas en el área de instalación de los mechorrios; y que son utilizadas como áreas administrativas por las empresas que participan en la construcción del Complejo.

De acuerdo con el análisis de los resultados obtenidos para las evaluaciones realizadas, las edificaciones preliminares y temporales que fueron construidas en el área de influencia térmica de los mechorrios de alta y baja presión del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven, pueden permanecer en el área durante la realización de las pruebas de arranque y puesta en marcha de ambos equipos; ya que estas instalaciones y el personal que labora en las mismas, no estarán expuestos a niveles de riesgos intolerables ó peligrosos, pues el impacto determinado tanto para la consecuencia de radiación térmica incidente como para la de dispersión y posterior formación y confinamiento de una nube de vapores inflamables, no es significativo.

I. INTRODUCCION

Las instalaciones de la Industria Petrolera, Petroquímica y Carbonífera Nacional, conforman el sector de producción de bienes más importante en el ámbito económico del País, lo que le acredita al negocio una vital e imprescindible consideración en la toma de decisiones relacionadas con los destinos de la Nación. Por esta razón, instalaciones estratégicas como lo son los Complejos Mejoradores de Crudo de la Faja Petrolera del Orinoco, ubicados en Jose – Estado Anzoátegui, específicamente en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui, juegan un papel irremplazable en el cumplimiento de los objetivos planteados en la Misión y Visión del negocio que gerencia Petróleos de Venezuela S.A.

En los últimos 10 años se han producido una serie de cambios tecnológicos y de mercado en la industria petrolera a nivel mundial, que han traído como consecuencia Unidades de Procesos con mayores concentraciones de energía. Por tanto la escala de afectación de los accidentes potenciales de estas Unidades de Procesos son cada vez mayores. Por esta razón, los Complejos Mejoradores de Crudo establecidos en el País, se deben ajustar a los Planes Corporativos de Seguridad, Higiene y Ambiente establecidos por PDVSA S.A, a objeto de garantizar en todo momento la continuidad y confiabilidad operacional dentro de un marco armónico con la seguridad de sus operaciones, con la finalidad de garantizar la integridad física de los trabajadores y de las instalaciones, así como el establecimiento de una cultura de mejoramiento continuo en materia de prevención y control de riesgos, higiene ocupacional y protección del ambiente.

Para cumplir con los objetivos corporativos propuestos en la política corporativa de Seguridad, Higiene y Ambiente de PDVSA, la Gerencia de Seguridad de los Procesos (GSP), ha evolucionado al Sistema Integral de Riesgos (SIR - PDVSA), el cual rige en la actualidad la política corporativa que debe garantizar la consolidación de una cultura preventiva en Seguridad, Higiene y Ambiente. Este sistema (SIR – PDVSA), es una herramienta para la administración integral de los riesgos a la salud y seguridad de los trabajadores, a la integridad de las instalaciones y al ambiente. El sistema opera como un proceso estructurado y documentado de planificación, implantación, verificación, auditoria y revisión sistemática de sus actividades claves, para el mejoramiento continuo de la gestión de la corporación en Seguridad, Higiene y Ambiente. El sistema comprende la aplicación de prácticas apropiadas durante el diseño, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento de las instalaciones industriales, orientadas a:

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

- Prevenir incendios, explosiones o fugas no controladas de sustancias.
- Prevenir la contaminación ambiental mediante la reducción continua de los vertidos líquidos, emisiones atmosféricas, desechos sólidos, pasivos ambientales y el uso racional de la energía y otros recursos naturales.
- Prevenir, evaluar y controlar riesgos de lesiones personales y enfermedades ocupacionales.
- Disponer de planes de respuesta y control de emergencias y contingencias operativas; y mantener a las comunidades informadas sobre el nivel de riesgo y las acciones de prevención y control establecidas por la empresa en sus instalaciones.
- En general, prevenir la ocurrencia de accidentes catastróficos, los cuales en los últimos años han sido muy frecuentes a nivel mundial.

Por lo antes expuesto, el Sistema Integral de Riesgos de PDVSA tiene como finalidad fundamental reducir la probabilidad de ocurrencia de accidentes e incidentes, gracias a un proceso de divulgación que facilite el control y seguimiento de la planificación y programación de actividades en Seguridad, Higiene y Ambiente; y dentro de estos objetivos se destaca la necesidad de identificar, desarrollar, registrar y mantener actualizada y disponible toda la documentación necesaria para llevar a cabo cualquier actividad u operación de acuerdo con los estándares de desempeño establecidos por PDVSA; con la finalidad de **evitar eventos cuya ocurrencia generen consecuencias catastróficas en términos de daños humanos, ambientales y/o materiales**, dentro y fuera de los límites de propiedad de las instalaciones industriales; destacando la necesidad de mantener información registrada, actualizada y disponible a todos los niveles, sobre:

- Riesgos inherentes a los materiales o sustancias peligrosas que se manejan como productos ó insumos de los procesos industriales inherentes al proceso de refinación de petróleo.
- Riesgos inherentes a la tecnología de los procesos y sus equipos.
- Información de diseño de los equipos.
- Sistemas instrumentados de seguridad.
- Notificación de los riesgos a los trabajadores, que en las condiciones de trabajo puedan estar expuestos a los riesgos representados por las instalaciones, las sustancias ó materiales que se utilizan, procesan, almacenan ó transportan.
- Límites máximos y mínimos de operación segura, relativos al proceso (Temperaturas, Presiones, Flujos, Composiciones, etc.).
- Evaluación de las consecuencias de desviaciones en los límites de operación sobre la seguridad y salud de los trabajadores, seguridad de las instalaciones y el ambiente.
- Normativa legal vigente en materia ambiental y laboral.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
 (CC BY-NC-SA 3.0 VE)

En este sentido; la ingeniería, construcción y arranque de las nuevas instalaciones de los Complejos Mejoradores de Crudo que PDVSA desarrolla en Asociación Estratégica con terceros, han constituido una prueba vital para determinar la eficiencia del Sistema Integral de Riesgos (SIR) implantado en la empresa.

El proyecto mas joven desarrollado en la Faja Petrolera del Orinoco bajo el esquema de Asociación Estratégica, lo constituye el desarrollo de la IPC (Ingeniería, Procura y Construcción) del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, el cual fue desarrollado en forma conjunta entre Petróleos de Venezuela S.A, Chevron – Texaco Inc. y Conoco – Phillips Corporation. En éste, uno de los aspectos más importante lo constituyeron los Análisis de Riesgos realizados durante la Ingeniería Conceptual, Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalle, Construcción, Arranque y Puesta en marcha de las futuras instalaciones, los cuales tuvieron como objetivo fundamental; la identificación, análisis, jerarquización y documentación sistemática de los riesgos al personal, las instalaciones y al ambiente, asociados a las actividades, procesos, operaciones, productos y servicios de la empresa; así como la implantación de las medidas de prevención, control y mitigación de dichos riesgos. En este sentido, la identificación y evaluación de los riesgos asociados a la seguridad de los procesos, se realizó mediante Análisis de Riesgos Cualitativos y Cuantitativos en las diferentes fases de implantación del proyecto, de acuerdo a lo establecido en la Norma PDVSA IR-S-02 “Criterios para el Análisis Cuantitativo de Riesgos”. Por tanto, todos los procesos, actividades, productos ó servicios susceptibles de generar riesgos con impactos adversos sobre la seguridad y salud de los trabajadores, la integridad de las instalaciones ó al ambiente, fueron evaluados mediante una metodología enfocada con las características de los procesos que se evaluaron y sus operaciones inherentes, incluyendo los posibles impactos (Magnitud, Intensidad y Frecuencia) y los receptores (Trabajadores, Comunidades y Ambiente).

En conclusión, se identificaron sistemáticamente todos los riesgos que pudieran afectar ó derivarse de las instalaciones, actividades, operaciones ó modificaciones, para luego ser analizados en términos de **Consecuencias y Probabilidades de Ocurrencia**, a objeto de garantizar el establecimiento de su relevancia e imponer las medidas de prevención necesarias. Por esta razón, todos los Análisis de Riesgos (Cuantitativos y Cualitativos) realizados en las diferentes fases del proyecto, enfocaron la evaluación y control de riesgos; así como la minimización de las **Potenciales Consecuencias** de los eventos que se pudieran generar durante la puesta en marcha de las diferentes Unidades de Procesos constituyentes del nuevo Complejo Mejorador de Crudo. En este sentido, el presente trabajo encuentra en una de estas fases su motivación central, ya que enfoca un Análisis Cualitativo de Riesgos de los Sistemas de Alivio de Presión del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, así como la determinación del impacto de las Consecuencias asociadas a su puesta en marcha.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

I.1 OBJETIVOS DEL TRABAJO

I.1.1 Objetivo General

La Norma PDVSA IR-S-01 (Filosofía de Diseño Seguro), establece que la Industria Petrolera Nacional debe desarrollar las actividades inherentes a sus procesos de producción, en condiciones que le permitan mantener los niveles de riesgo de acuerdo a lo establecido en los criterios de tolerancia de la Norma PDVSA IR-S-02 (Análisis Cuantitativo de Riesgos); de tal forma que le permitan garantizar la integridad del personal, terceros, instalaciones y del medio ambiente. En este sentido, el trabajo a desarrollar tiene como objetivo general:

- Realizar una simulación operacional de los mechorrios de alta y baja presión del sistema de alivio del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, a objeto de cuantificar los niveles de radiación térmica emitidos a los flujos de prueba durante la fase de arranque, con la finalidad de establecer las consecuencias en términos de radiación incidente sobre instalaciones preliminares construidas dentro del área de influencia térmica de los mechorrios. Adicionalmente se evaluará el riesgo de formación de nubes de vapores inflamables, en caso de falla de los sistemas de ignición de los mechorrios.

Las estimaciones a realizar servirán de base para el proceso de toma de decisiones que implicará el desmantelamiento anticipado, ó no, de edificaciones preliminares construidas en el área de instalación de los mechorrios; y que son utilizadas como áreas administrativas por las empresas que participan en la construcción del Complejo. La base general del estudio serán las estimaciones realizadas durante la Ingeniería Básica del proyecto, las cuales definieron y establecieron las zonas donde la incidencia de radiación térmica representaba un riesgo para la seguridad del personal y de las instalaciones, cuando se produjeran los flujos picos determinados para los diferentes sistemas de alivio de presión del Complejo Mejorador de Crudo.

I.1.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos a desarrollar son los siguientes:

- Realizar un Análisis Cualitativo de Riesgos en los mechorrios de alta y baja presión del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, en términos de un **Análisis Preliminar de Peligros (APP)**, así como la determinación de las **Consecuencias** generadas por incidencia de radiación térmica y por dispersión de vapores inflamables a la atmósfera; en caso de falla de los sistemas de ignición de los mechorrios a estudiar. El APP tendrá como soporte el procedimiento operacional

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

desarrollado para el arranque de las instalaciones, conjuntamente con los resultados de la **Revisión de Seguridad Pre Arranque** que se realice a la instalación.

- Efectuar la simulación de los sistemas operacionales involucrados, a objeto de determinar las **consecuencias** de la quema de alivios controlados y pre establecidos para el arranque y prueba operacional de los mechurrios y sus sistemas periféricos.
- Identificar los escenarios de riesgo mediante la comparación de los resultados de las simulaciones a los flujos de prueba, y lo establecido por la Norma PDVSA IR-S-02 (Análisis Cuantitativo de Riesgos), en cuanto a los criterios de tolerancia de radiación térmica y la delimitación de áreas de incidencia.
- Realizar las recomendaciones pertinentes, en cuanto a la necesidad de reubicar o no las instalaciones preliminares que fueron construidas dentro de las áreas de riesgo, las cuales fueron previamente identificadas como áreas de incidencia de radiación durante la operación normal del Complejo.

I.2 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

Las instalaciones del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, cuentan con un sistema de recolección y disposición final de gases y vapores de hidrocarburos, diseñado para manejar los flujos de alivio de alta y baja presión del Complejo en forma segregada y segura. El sistema fue diseñado para manejar cualquier contingencia operacional ó la ocurrencia de eventos mayores como:

- Falla Total de Energía Eléctrica
- Falla Total de Agua de Enfriamiento
- Incendio

Los equipos finales de disposición de los alivios producidos durante las contingencias operacionales antes mencionadas, están constituidos por mechurrios verticales de alta y baja presión que fueron instalados en el área 90 del Complejo (área externa a las Unidades de Procesos), a objeto de minimizar los riesgos de incidencia de radiación térmica sobre las instalaciones, equipos y el personal de operaciones; ó los riesgos de confinamiento y posterior ignición de nubes de vapores inflamables en caso de falla de los sistemas de ignición de los mechurrios (Ver Figura I.1).

Sin embargo, durante la construcción del Complejo, se habilitaron áreas temporales para la ubicación de las oficinas de las empresas contratistas que participaron en la elaboración de la Ingeniería, Procura y Construcción de las instalaciones de proceso del Mejorador, donde estos disponían de zonas de almacenamiento de equipos y herramientas, oficinas administrativas, comedores y salas de descanso para sus trabajadores. Pero debido a la poca disponibilidad de áreas físicas de no proceso dentro de la parcela global asignada al Proyecto Hamaca Up Grader de Petrolera Ameriven S.A, a tres de las empresas contratistas que laboraban en la construcción del Complejo, le fueron asignadas áreas de ubicación de sus instalaciones preliminares y temporales, adyacentes a las áreas de influencia térmica de los mechurrios de alta y baja presión del Complejo Mejorador.

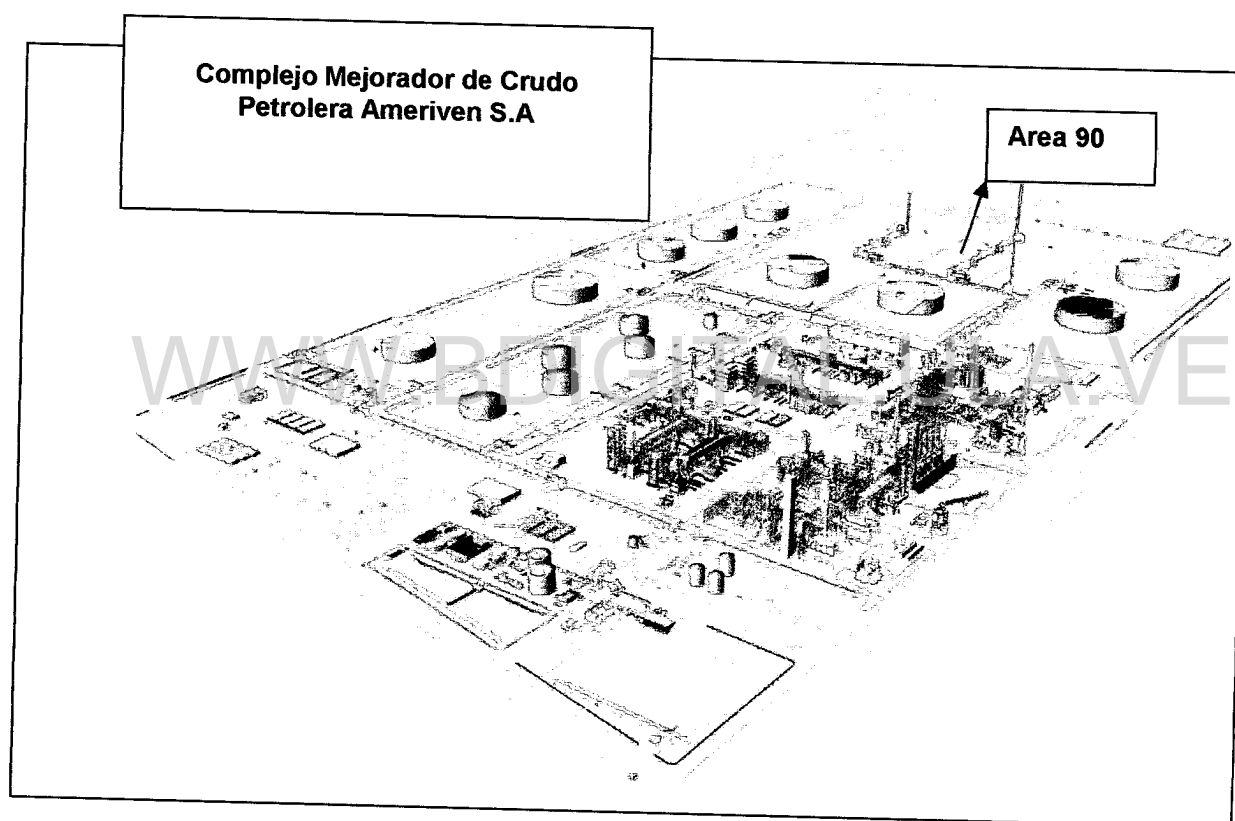


Figura I.1 Disposición de Unidades de Procesos en el Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A ⁽²²⁾

Una vez culminados los trabajos de construcción y montaje de los equipos e instalaciones de las diferentes Unidades de Procesos que conforman el Complejo Mejorador, se inició la programación de arranque de todas las Unidades de Proceso del Complejo, la cual preponderaba el arranque y pruebas operacionales de los sistemas de alivio y disposición segura de gases y vapores de hidrocarburos. Por tal razón, se estableció la necesidad de realizar un estudio sobre el impacto que la radiación térmica emitida por la llama de los mechurrios, operando a las capacidades

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

de prueba, tendrían sobre las instalaciones preliminares de las diferentes empresas contratistas que se encontraban ubicadas cerca de las zonas de riesgo, previamente identificadas como áreas de radiación incidente para los máximos flujos de alivio de gases que deberían manejar los mechurrios. De aquí surge la necesidad de realizar el estudio central que motiva el presente trabajo, como lo es la determinación de las consecuencias por incidencia de radiación térmica sobre las zonas ocupadas por las instalaciones preliminares de las empresas contratistas, a objeto de determinar la necesidad de reubicarlas en su totalidad. Adicionalmente se incluyó en el estudio:

- Un análisis cualitativo de riesgos de los mechurrios de alta y baja presión del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A, con base a los resultados obtenidos en los estudios de incidencia de radiación térmica realizados a las capacidades instaladas para ambos mechurrios, durante la ejecución de la Ingeniería Básica del Proyecto Hamaca Up Grader.
- La determinación de la dispersión de las nubes de vapores de hidrocarburos que se podrían formar, en caso de falla de los sistemas de ignición de los mechurrios durante la fase de arranque.
- La verificación de Normas relacionadas.
- Un Análisis Cualitativo de Riesgos para la instalación, con base en el procedimiento de arranque establecido y fundamentado en una revisión de seguridad pre arranque.
- Establecimiento de las zonas de afectación por niveles no seguros de radiación incidente, estimadas para los flujos de pruebas y puesta en marcha de las instalaciones.
- Establecimiento de las zonas de afectación por atmósferas inflamables que se pudieran formar en caso de falla de los sistemas de ignición de los mechurrios, estimadas para los flujos de pruebas y arranque de las instalaciones.
- Definir las medidas necesarias a fin de minimizar los riesgos.

Así, el estudio a realizar garantizará la prevención de eventos de baja probabilidad de ocurrencia pero con consecuencias potencialmente catastróficas, y permitirá la prevención de lesiones al personal; así como disponer de planes de respuesta y control de emergencias para las contingencias operativas que pudieran presentarse durante el proceso de arranque de toda nueva instalación. Por tal razón, la evaluación y control de riesgos en la instalación a estudiar; así como la minimización de las potenciales consecuencias de los eventos que se pudieran generar durante la fase de arranque inicial del Mejorador, son de particular atención para la Gerencia de Seguridad, Higiene y Ambiente del Complejo; y constituyeron la motivación central para la ejecución del presente trabajo.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

I.3 DELIMITACIÓN DEL ESTUDIO

Para la mayoría de los fines de Petrolera Ameriven S.A, una medición cualitativa del riesgo puede ser suficiente cuando se obtiene a través del uso de una matriz de riesgo conjuntamente con una reconocida técnica de identificación de peligros. Por tanto, el estudio estará limitado a la realización de Análisis Preliminar de Peligro para el arranque y puesta en marcha de cada uno de los mechorrios, y en la determinación de las consecuencias de los riesgos con mayor potencialidad de daños. Estos son:

- Radiación Térmica
- Dispersión de gases y vapores inflamables

El estudio se fundamentará en los procedimientos operacionales realizados para el arranque de ambas instalaciones; y en los resultados de la revisión de seguridad pre arranque realizada para la puesta en marcha de las nuevas instalaciones. En este sentido, el trabajo evaluará dos escenarios:

I.3.1 Arranque y pruebas operativas del mechorrio de baja presión (57- ME - 002 ó LP FLARE), a un 25% de su capacidad instalada, usando como alivio de prueba gas natural.

Este equipo se encuentra emplazado en el área 90 del Complejo, con su base a una distancia horizontal que varía entre 180 y 250 pies de las edificaciones preliminares que sirven de oficinas administrativas y área de almacenaje de equipos y herramientas de tres (03) empresas contratistas que participaron en la culminación de las obras del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A

I.3.2 Arranque y pruebas operativas del mechorrio de alta presión (57 - ME- 001 Ó HP FLARE), a un 25% de su capacidad instalada, usando como alivio de prueba gas natural.

Este equipo se encuentra emplazado en el área 90, con su base a una distancia horizontal de 200 pies de las edificaciones preliminares que sirven de oficinas administrativas y área de almacenaje de equipos y herramientas a dos (02) empresas contratistas que participan en la culminación de las obras del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A

Para cada escenario se realizarán las simulaciones correspondientes, a objeto de determinar las consecuencias sobre las instalaciones preliminares afectadas por la

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

zona de riesgo, así como su relación con los daños potenciales que se podrían derivar sobre el personal y la infraestructura construida como base operacional de las empresas contratistas. Las consecuencias serán evaluadas en términos de la radiación generada por cada escenario y la radiación incidente sobre las zonas de riesgo. Adicionalmente se realizarán los cálculos de dispersión para las potenciales nubes de vapores de hidrocarburos formadas, en caso de falla de los sistemas de ignición de los mechorrios.

I.4 LIMITACIÓN DEL ESTUDIO

I.4.1 Modelaje de consecuencias

Existe una gran disponibilidad de programas de computación comerciales que son utilizados para el diseño de mechorrios y la estimación de los impactos de la radiación térmica generada durante la combustión. Sin embargo, la Industria Petrolera Nacional provee los lineamientos para la aplicabilidad y preferencia del software o metodología a ser utilizada, preferenciando aquellos que han sido desarrollados como métodos formales de evaluación de riesgos y que utilizan históricos de tasas de fallas estándar y otra información computacional para llegar a predecir la exposición al riesgo.

Sin embargo, el énfasis está impuesto en el hecho de que cualquiera que sea la metodología a usar, esta debe ser aplicada por profesionales entrenados en el área de evaluación de riesgos. Por tanto, en cuanto a las limitaciones del estudio podemos informar las siguientes:

- No se dispone de un Software Especializado en la determinación de riesgos y sus consecuencias, enfocado hacia el área de Seguridad, Higiene y Ambiente; tales como los comercializados por Quest Consultants Inc. (CANARY) ó por Technica Corporation (Phast and Micro).
- Las simulaciones para la determinación de las consecuencias por incidencia de radiación térmica, serán realizadas mediante un Software desarrollado por John Zink Company Corporation, ante la imposibilidad de utilizar los Softwares CANARY ó Phast and Micro.

El Software a emplear se complementará con cálculos típicos fundamentados en algoritmos desarrollados por la empresa John Zink Company Corporation, cuya arquitectura matemática está fundamentada en los modelos definidos por:

- La Norma API RP 521 y sus actualizaciones (Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems).
- La Norma API 931 (Manual on Disposal of Refinery Wastes).
- Los estudios realizados por Brzustowski and Sommer ⁽³⁾ (Predicting Radiant Heating from Flares).

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

- Los ensayos realizados por Oenbring and Sifferman ⁽⁴⁾ (Flare Design Based on Full-Scale Plant Data).
- Las investigaciones adelantadas por Robert E. Schwartz ^(5,6) (Environmental Factors Versus Flare Application).
- Las experimentaciones llevadas a cabo por G. R. Kent ⁽⁷⁾ (Find Radiation Effect of Flares and Practical Design of Flare Stacks).
- Los modelos desarrollados por la GSPA (Gas Processors Suppliers Association) de Estados Unidos de Norteamérica.
- Los estudios llevados a cabo por S. H. Tan ⁽⁹⁾, sintetizados en su artículo Flare System Design Simplified.
- Las investigaciones desarrolladas a nivel de Planta Piloto por el Departamento de Combustión de John Zink Company Corporation ⁽¹⁶⁾.

En cuanto a las determinaciones de Dispersión de Nubes de Vapores Inflamables, se utilizarán los modelos matemáticos establecidos por la Norma API RP 521 en su sección 4.3.2 (Formation of Flammable Mixtures), así como los establecidos por la Norma PDVSA 90616.1.020 (Cálculos de Dispersión), del Manual de Ingeniería de Diseño ⁽¹²⁾.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

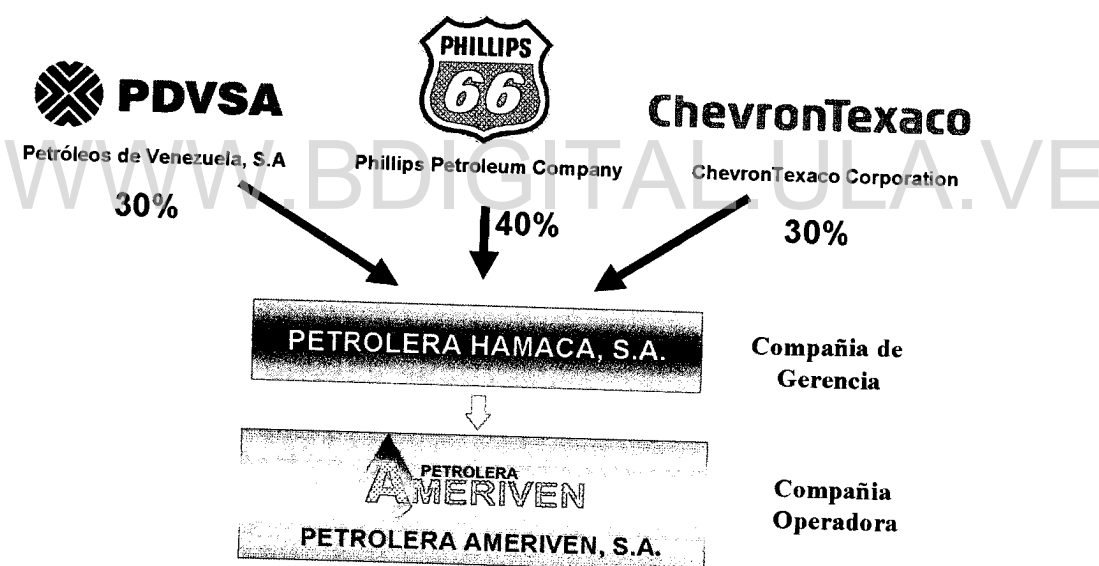
II. PROYECTO HAMACA UP GRADER

II.1 LA ORGANIZACIÓN Y SU ESTRUCTURA

La Empresa Petrolera Ameriven S.A, comenzó sus actividades formalmente en el año de 1997. Es una asociación estratégica conformada por tres grandes corporaciones:

- Petróleos de Venezuela S.A, con un 30% de participación accionaria.
- Conoco Phillips Corporation con un 40% de copropiedad.
- Chevron Texaco Corporation, propietaria del 30% restante del paquete accionario.

Estas Compañías desarrollaron el Proyecto Hamaca Up Grader, que fue concebido con una vigencia inicial de 35 años.



Petrolera Ameriven S.A, es una empresa privada, operadora del Proyecto Hamaca, el cual se erige como el más joven de los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta precedida por Petrozuata, Sincor y Operadora Cerro Negro en las actividades de extracción y mejoramiento de crudo extra pesado.

Sus actividades están dirigidas hacia la extracción de 190.000 barriles diarios de crudo extra pesado (8 a 9° API), con la finalidad de mejorarlo y convertirlo en 180.000 barriles diarios de crudo liviano sintético de 26° API, y por ende; con un mayor valor comercial.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

en 180.000 barriles diarios de crudo liviano sintético de 26° API, y por ende; con un mayor valor comercial.

II.2 VISIÓN DE LA EMPRESA

Crear y operar una empresa competitiva, reconocida por producir crudos con el más alto margen de seguridad y por ser la más sólida, la de mejor rentabilidad, la más abierta a innovaciones y la de mayor conciencia ambientalista.

II.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS DE LA EMPRESA

Estos son los siguientes:

- Extraer, transportar y mejorar 190 mil barriles diarios de crudo extra pesado, contenido en los bloques H y M de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Realizar la construcción y operación de la Planta Mejoradora de Crudo, donde el petróleo extra pesado será sometido a un proceso de refinación y reconfiguración.
- Garantizar en todo momento la seguridad del personal, la integridad y confiabilidad de las instalaciones y la protección del ambiente.
- Ser reconocidos como líderes en lo referente al mercado competitivo.
- Desarrollar y mantener una estrecha relación con la comunidad e instituciones, en las áreas en las cuales opera la empresa.

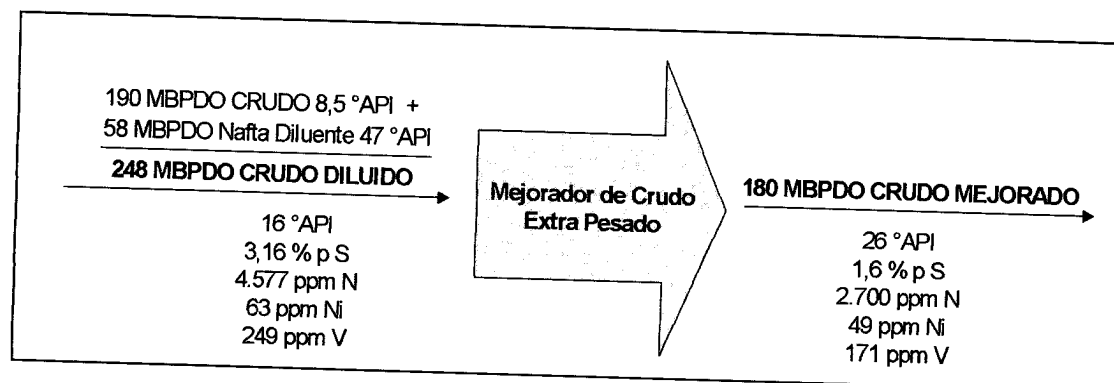


Figura II.1 Balance de Masa simplificado del Mejorador

II.4 TECNOLOGÍA DEL PROCESO MEDULAR DEL COMPLEJO MEJORADOR DE CRUDO

El Mejorador de crudo extra pesado Hamaca, utiliza las tecnologías de Coquificación Retardada e Hidroprocesamiento para convertir la carga de crudo extra pesado en un producto liviano de mayor valor, por la vía de la descomposición térmica con rechazo de carbón, adición de hidrógeno y extracción de compuestos con azufre y nitrógeno. La Planta de mejoramiento será capaz de procesar 190.000 barriles por día (BPD) de crudo hamaca proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco, el cual se maneja en dilución con Nafta. El esquema de procesamiento básico del Mejorador de Crudo se describe a continuación:

- El crudo diluido será desalado y fraccionado en nafta, destilados y residual atmosférico en la columna de destilación atmosférica de la Unidad de Crudo. La nafta obtenida será retornada al campo de producción para ser utilizada nuevamente como diluyente del crudo extrapesado. El residual atmosférico será fraccionado en gasóleos de vacío y residuo de vacío en la columna de destilación al vacío de la Unidad de Crudo.
- La mayor parte del residuo de vacío se alimentará a la Unidad de Coquificación Retardada donde se descompone térmicamente para producir coque de petróleo y destilados livianos. El residuo de vacío restante será directamente mezclado en el crudo comercial. Los vapores de los tambores de coque serán fraccionados en gas combustible, nafta, destilados y gasóleo pesado. En este proceso se obtendrán igualmente 4.040 Toneladas Métricas/día de coque de petróleo, el cual será destinado a la venta en el mercado internacional como combustible para unidades de generación de energía eléctrica, cementeras y otros usos.
- Dos Unidades de Hidroprocesamiento removerán el azufre y nitrógeno del butano, nafta, destilados y gasóleos producidos en las Unidades de Crudo y de Coquificación Retardada. Los productos líquidos de las Unidades de Hidroprocesamiento serán mezclados con el residuo de vacío para obtener el crudo sintético.
- Los contaminantes como azufre y amoníaco serán removidos mediante el lavado con agua o la absorción con soluciones acuosas de aminas que luego se tratarán en la unidad de tratamiento de aguas agrias y la unidad de regeneración de aminas. Los gases ricos en azufre y amoníaco provenientes de estas unidades serán procesados en la unidad de recuperación de azufre para la producción de azufre como un subproducto y la destrucción del amoníaco. De igual forma se obtendrán 610 Toneladas Métricas/día de azufre sólido en forma de partículas hemisféricas de 3,0 a 5,5 mm de diámetro, que se destinará a su venta en el mercado internacional.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

II.5 INSTALACIONES DE PETROLERA AMERIVEN

Petrolera Ameriven produce crudo extra pesado proveniente del campo Hamaca, el cual está ubicado en la Faja Petrolera del Orinoco al Este de Venezuela, a 200 kilómetros del Mar Caribe.

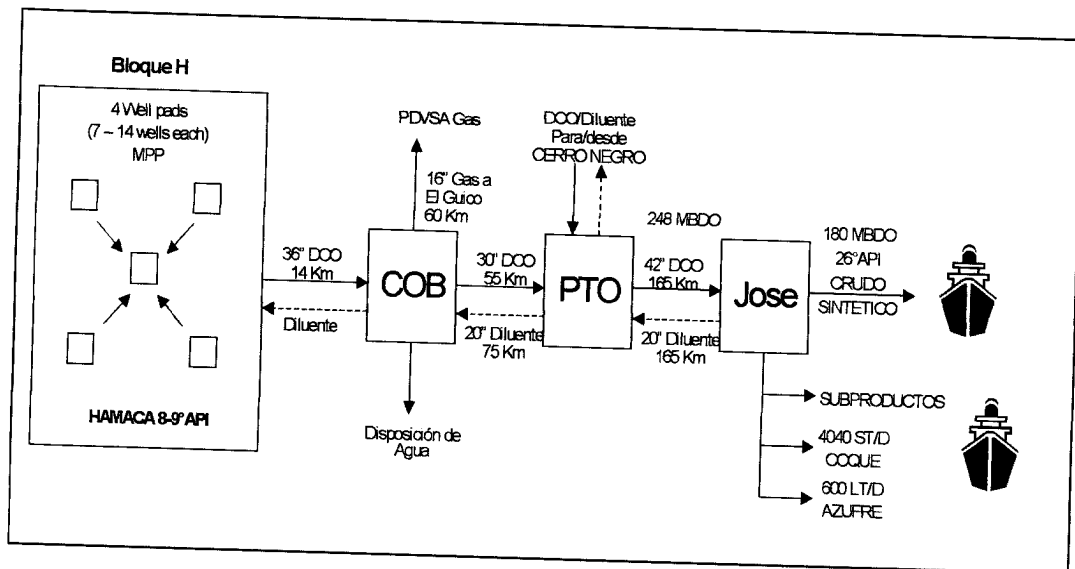


Figura II.2 Facilidades de Petrolera Ameriven S.A

El proyecto consta de cuatro componentes principales:

- Instalaciones de producción aguas arriba del Campo Petrolero Hamaca.
- Tubería para transferir el petróleo pesado desde los Campos de Producción hasta el Complejo Mejorador de Crudo.
- Tubería para transferir diluyente desde el Complejo Mejorador de Crudo al Campo Petrolero Hamaca.
- Complejo Mejorador de Crudo ubicado en Jose, Estado de Anzoátegui.

II.6 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE PETROLERA AMERIVEN Y SUS FUNCIONES

El campo petrolero de Hamaca está localizado en la Faja Petrolera del Orinoco, aproximadamente 200 kilómetros al sur de la costa del Caribe. El Proyecto Hamaca extrae petróleo crudo extra pesado (8.5°API) de una

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

formación terciaria que constituye su yacimiento principal. Se utilizan bombas polifásicas para bombear el crudo hacia una estación de flujo para separar el gas y el agua del petróleo producido. Posteriormente, el petróleo pesado se diluye con nafta pesada para reducir la densidad y viscosidad, a objeto de poder bombearlo al Mejorador.

El gas asociado se comprime en la estación de producción y se exporta a una estación central de flujo para su desulfurización y secado, después de lo cual es exportado a la red principal de PDVSA Gas.

La mezcla de petróleo diluido se bombea a una estación central para su deshidratación y almacenamiento intermedio. Luego, el crudo diluido se bombea de manera intermitente al Mejorador de Crudo por medio de un sistema de tubería que se comparte con la Operadora Cerro Negro. De igual manera, la nafta diluida se bombea de regreso al campo de manera intermitente por medio de una tubería paralela independiente, también compartida con el Complejo Mejorador de Crudo de la Operadora Cerro Negro.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

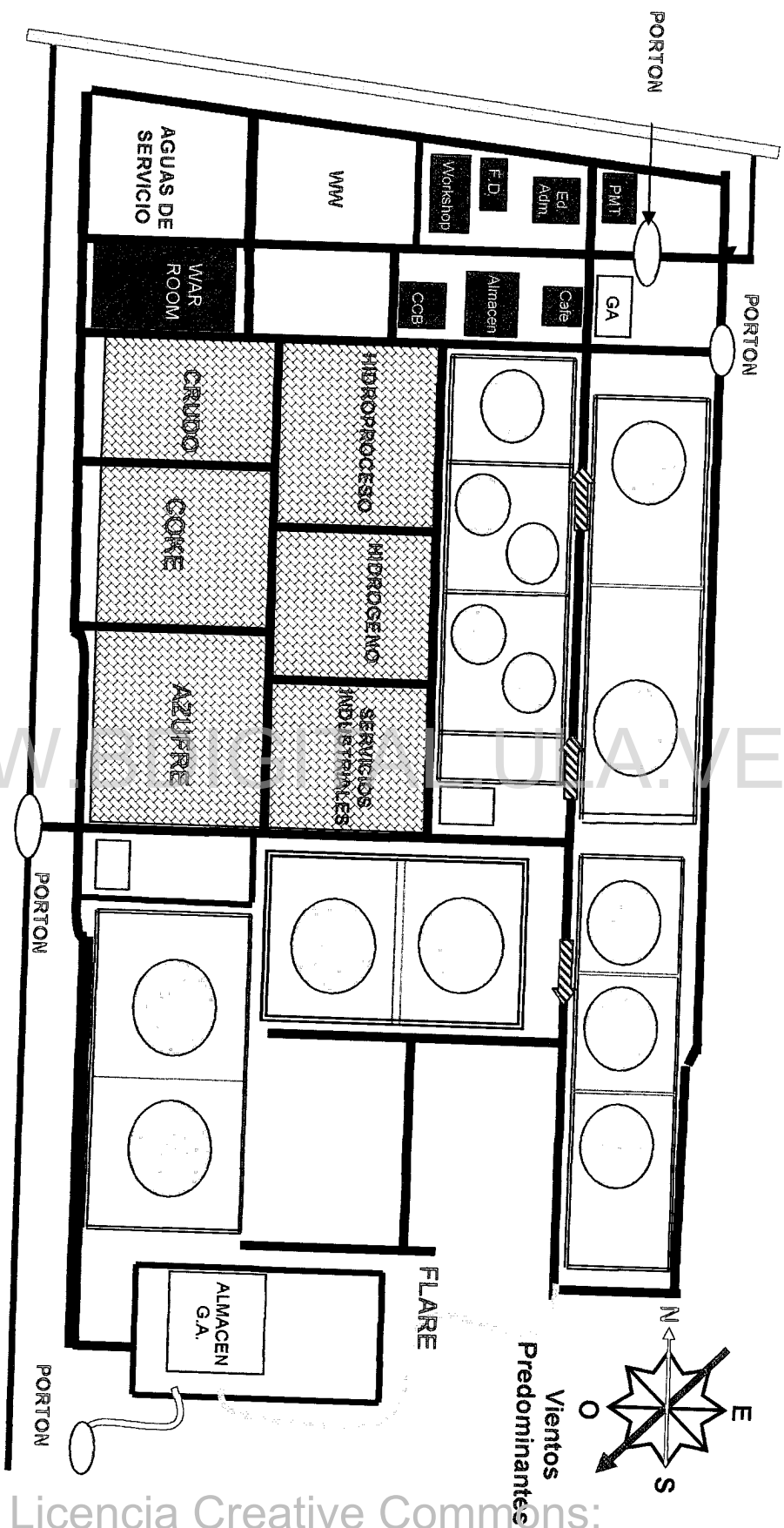


Figura II.3 Instalaciones de Producción del Complejo Mejorador de Crudo Petrolera Ameriven S.A en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui de Jose – Estado Anzoátegui

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

II.7 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MEJORADOR

El proceso de mejoramiento de crudo pesado Hamaca reconfigura un crudo extra pesado de 8,5° API a un crudo comercial de 25° API, removiéndole el residuo de carbón (coque) y los contaminantes de azufre y nitrógeno. El Mejorador procesa una alimentación combinada de 247.575 Barriles por día (BPD), compuesta por 190.000 BPD de crudo extrapesado y 57.575 BPD de nafta diluyente. Basado en un factor de operación total esperado de 0,93 (339,5 días), la Planta procesará un promedio de 176.700 Barriles por día Calendario (BPD) de crudo extra pesado y producirá aproximadamente 167.400 BPD de crudo comercial. La nafta diluyente se recupera y es devuelta al campo de producción para su reutilización

II.8 BASES DE DISEÑO DEL PROCESO

II.8.1 Características de la alimentación y del producto

Las características del Crudo Diluido Hamaca se registran en las instalaciones de procesamiento como se muestra a continuación:

Tabla II.1 Características del Crudo Diluido Hamaca

Parámetro	Magnitud
°API	16
Total de Azufre, p%	3,16
Nitrógeno Básico, ppmp	1.244
Total de Nitrógeno, ppmp	4.577
Níquel, ppmp	63
Vanadio, ppmp	249

Tabla II.2 Calidad del Producto (Crudo Sintético)

Parámetro	Magnitud
Gravedad API	25,8 - 25,9
Azufre, p%	1,60
Nitrógeno, ppmp	2.700
Níquel, ppmp	49
Vanadio, ppmp	171
RVP, psi	7,0
Destilación, PEV, °F	
PIE (2%)	42 - 60
10	249 - 256
30	494 - 500
50	660 - 662
70	927 - 944
90	1.311
PF (98%)	1.514

II.8.2 Diagrama de flujo del proceso

A continuación se expone un Diagrama de Flujo básico del proceso general del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A. En este se puede observar la interrelación entre las diferentes Unidades de Proceso que lo conforman, así como los productos intermedios y finales que se procesan y se producen en la instalación.

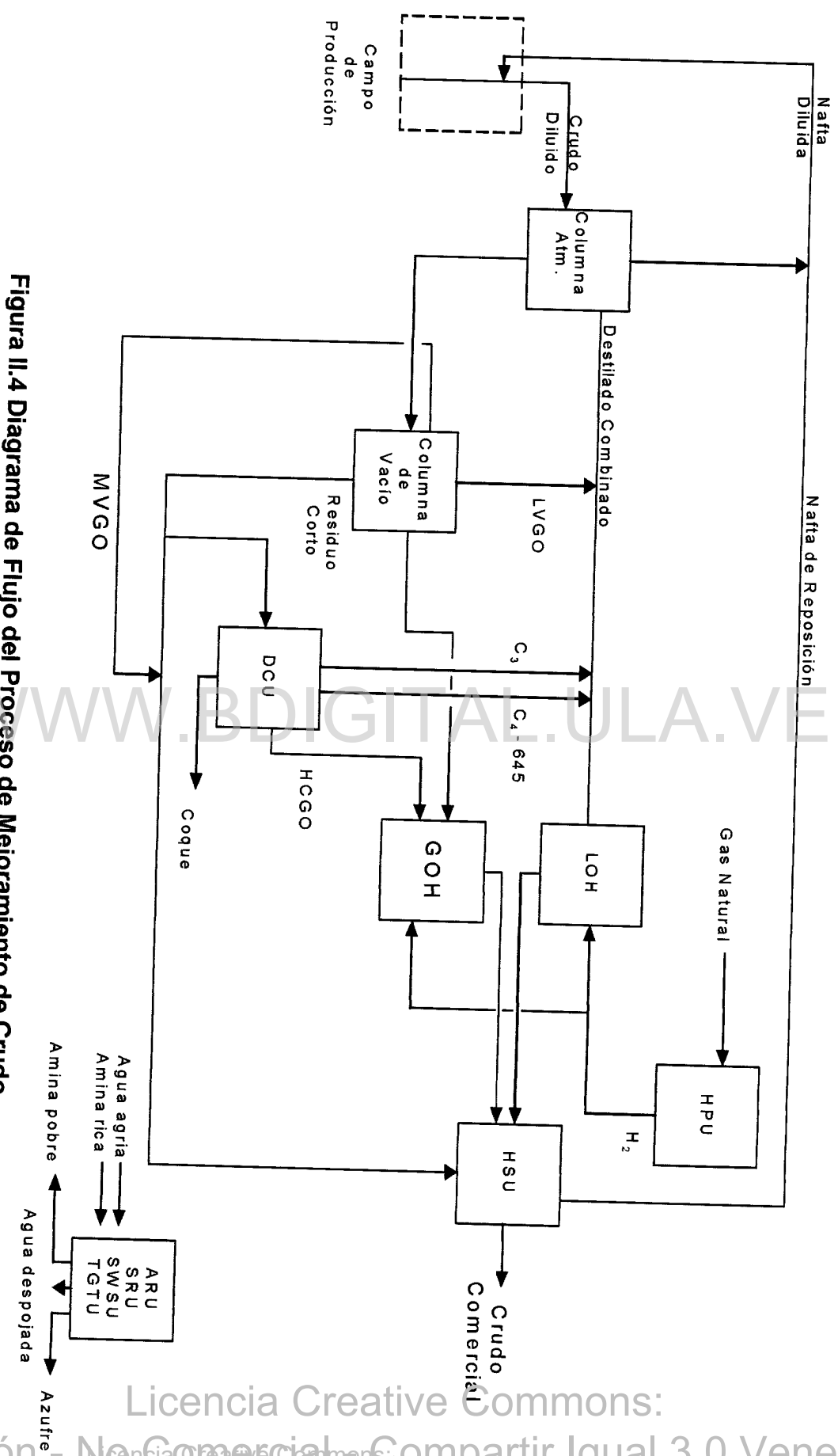


Figura II.4 Diagrama de Flujo del Proceso de Mejoramiento de Cruco

II.8.3 Descripción general del proceso ^(14, 17,22)

A continuación se describen las diferentes Unidades de Procesos que conforman el Complejo Mejorador de Crudo, así como sus principales objetivos operacionales.

II.8.3.1 Unidad de Crudo (unidad 10 – C.U)

La Unidad de Crudo procesará 190.000 barriles por día (BPD) de crudo extrapesado Hamaca con 57.575 BPD de nafta pesada, para una carga total de 247.575 BPD. La nafta pesada presente en la mezcla se recuperará por el circuito de tope de la torre atmosférica y se retornará al campo de producción, para reinyectarla al crudo extrapesado Hamaca. Para compensar las pérdidas normales de diluyente, se obtendrá una fracción de nafta en la Unidad de Soporte de Hidroprocesamiento (Unidad 15).

La Unidad de Crudo está conformada por las siguientes secciones: Tren de Precalentamiento, Desalación, Destilación Atmosférica y Destilación al Vacío. El crudo diluido será separado en las siguientes corrientes: Nafta Diluyente, Destilados Atmosféricos, Gasóleo Liviano de Vacío, Gasóleo Mediano de Vacío, Gasóleo Pesado de Vacío y Residuo de Vacío.

La mezcla de Destilados Atmosféricos y el Gasóleo Liviano de Vacío se procesará en la Unidad de Hidroprocesamiento de Destilados Livianos (Unidad 14). El Gasóleo Mediano de Vacío producido se enviará al tanque de aceite de lavado. El Gasóleo Pesado de Vacío se procesará en la Unidad de Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados (Unidad 16). Una porción del Residuo de Vacío se enviará a la Unidad de Coquificación Retardada (Unidad 12) y el resto se mezclará en el crudo comercial.

II.8.3.2 Unidad de Coquificación Retardada (unidad 12- D.C.U)

La Unidad de Coquificación Retardada constituye uno de los procesos centrales para convertir el crudo extrapesado en el crudo comercial sintético. Esta unidad desintegrará térmicamente los hidrocarburos pesados de cadena larga presentes en el residuo de vacío proveniente de la unidad de crudo en hidrocarburos más livianos de cadena corta, de mayor valor comercial. También se producirá carbón elemental en forma de coque de petróleo y el cual será vendido como un subproducto.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

La Unidad de Coquificación Retardada procesará 62.000 BPD de Residuo de Vacío proveniente de la Unidad de Crudo. El Residuo de Vacío se alimentará en el fondo de la torre fraccionadora de la unidad, donde se mezclará con reciclo craqueado. La mezcla del fondo de la torre pasará luego a los hornos, donde ocurre una reacción de polimerización, para luego ser direccionada hacia los tambores de coque, donde se completa la reacción de polimerización mediante la formación de coque y gases de hidrocarburos más livianos. El coque sólido se depositará a lo largo del tambor, mientras los vapores de hidrocarburos craqueados se enviarán hacia la torre fraccionadora. En la torre, los vapores serán parcialmente condensados y separados en varias fracciones líquidas. Los vapores no condensables a las condiciones del fraccionador serán comprimidos y enviados a la Unidad de Recuperación de Gases (Unidad 18), así como la nafta no estabilizada recolectada en el acumulador de tope.

Cuando uno de los tambores de coque en un tren se llena, el flujo de hidrocarburos calientes se desviará al segundo tambor. Una vez que el tambor se ha puesto fuera de línea, se despojará con vapor y después se inyectará agua para enfriar el coque y eliminar los hidrocarburos volátiles restantes. Los vapores enfriados formados durante el proceso de enfriamiento serán dirigidos al sistema de recuperación de vapores o "blowdown", para reciclar éstos hacia el proceso nuevamente.

Cuando el tambor de coque esté suficientemente fresco, se removerán las bridas de tope y de fondo y se bajará en el tambor un taladro de corte basado en agua a alta presión para remover el coque hidráulicamente. El coque cortado en trozos y el agua caen a través de la boca inferior de los tambores hacia una plataforma de almacenamiento y manejo de coque de la unidad. El agua será continuamente recuperada y tratada para su reutilización en el proceso de corte del coque y de enfriamiento del coque en los tambores.

El coque producido (4.040 Toneladas Métricas/día) se mantendrá suficientemente húmedo para minimizar la generación de polvo, y se movilizará mediante el Sistema de Carga de Coque (Unidad 68) a las tolvas, desde donde se transportará en camiones especiales hacia el patio de almacenaje ubicado adyacente al muelle de carga de sólidos de Petrozuata. El coque se almacenará en pilas para su posterior exportación, para su uso como combustible fósil en unidades de producción de energía eléctrica, producción de cemento y otros usos.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

II.8.3.3 Unidad de Hidroprocesamiento de Destilados Livianos (unidad 14–L.O.H)

La Unidad de Hidroprocesamiento de Destilados Livianos (Unidad 14) tiene una capacidad de 60.000 BPD y procesará una mezcla de las siguientes corrientes:

- Destilados y Gasóleo Liviano de Vacío provenientes de la Unidad de Crudo (Unidad 10)
- Nafta y Gasóleo Liviano provenientes de la Unidad de Coquificación Retardada (Unidad 12)
- Gases licuados provenientes de la Unidad de Recuperación de Gases (Unidad 18)
- Destilados de los tanques de almacenamiento intermedio.

El objetivo de la Unidad de Hidroprocesamiento de Destilados es reducir el contenido de azufre, nitrógeno y metales de las corrientes, al mismo tiempo de aumentar al máximo la producción del corte C5 – 680 °F (nafta, kerosene y diesel) mejorando su calidad de combustión y reduciendo el contenido de impurezas como azufre y nitrógeno.

La Unidad de Hidroprocesamiento de Destilados incluye un sistema de alimentación de hidrocarburos líquidos, un circuito de reacción de alta presión y un tambor separador gas / líquido. El producto resultante de esta unidad será reprocesado en la Unidad de Soporte de Hidroprocesamiento (Unidad 15).

II.8.3.4 Unidad de Soporte de Hidroprocesamiento (unidad 15 – H.S)

La Unidad de Soporte de Hidroprocesamiento (Unidad 15) procesará productos líquidos y gases de purga provenientes de las Unidades de Hidroprocesamiento de Destilados Livianos (Unidad 14) y de la Unidad de Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados (Unidad 16). Adicionalmente, servirá en forma común a ambas unidades mediante los siguientes sistemas ó secciones:

- Sistema de despojamiento
- Sistema de apoyo y suministro de amina
- Sistema de recuperación de gases C3 – C4, incluyendo el absorbedor de sulfuro de hidrógeno del gas combustible
- Absorbedor de sulfuro de hidrógeno para gases de purga
- Sistema de suministro de agua de lavado
- Sistema de preparación y suministro de nafta diluyente

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

- Sistema de neutralización
- Sistema de compresión de hidrógeno de reposición
- Facilidades para presulfidar los catalizadores de las Unidades 14 y 16
- Sistema de mezcla de crudo comercial.

En esta unidad se realizará la mezcla final de los productos hidrotratados y del residuo de vacío para la obtención del crudo sintético. Los productos de la unidad incluyen al crudo comercial y la nafta diluyente para reposición de pérdidas.

II.8.3.5 Unidad de Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados (unidad 16 – G.O.H)

La Unidad de Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados (Unidad 16) tiene una capacidad de 55.000 BPD y procesará una mezcla de Gasóleo Pesado de Vacío proveniente de la Unidad de Crudo (Unidad 10) y Gasóleo Craqueado Pesado proveniente de la Unidad de Coquificación Retardada (Unidad 12).

El objetivo de la Unidad de Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados es reducir el contenido de azufre, nitrógeno y metales de las corrientes, al mismo tiempo de maximizar la producción del corte C5 – 680 °F (nafta, kerosene y diesel), mejorando su calidad de combustión y reduciendo el contenido de impurezas como azufre y nitrógeno. La Unidad permitirá una conversión neta de 40 % de la carga de 680+ °F y minimizará la producción de gas combustible.

La Unidad de Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados consistirá de un sistema de alimentación de hidrocarburos líquidos, un circuito de reacción de alta presión y un tambor separador gas / líquido. El producto resultante de esta unidad será reprocesado en la Unidad de Soporte de Hidroprocesamiento (Unidad 15).

II.8.3.6 Unidad de Recuperación de Gases (unidad 18 – G.R.U)

La Unidad de Recuperación de Gases (Unidad 18) está integrada con la Unidad de Coquificación Retardada (Unidad 12) y permitirá recuperar propano y butano de los gases y de la nafta no estabilizada producida en la Unidad de Coquificación Retardada. La Unidad de Recuperación de Gases procesará 34 millones de pies cúbicos estándares por día (MMSCFD) de gas comprimido y 8.400 BPD de nafta no estabilizada producida en la Unidad de Coquificación Retardada para recuperar de 2.700 a 4.900 BPD de C3/C4 líquidos y hasta 8.300 BPD de nafta C5.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

La corriente de nafta estabilizada incluyendo los C3/C4 líquidos se enviará a la Unidad de Hidroprocesamiento de Destilados Livianos (Unidad 14). Los hidrocarburos livianos (C1 – C3) se tratarán con amina y se enviarán al sistema de gas combustible del Mejorador.

II.8.3.7 Unidad de Producción de Hidrógeno (unidad 22 – H.P.U)

La Unidad de Producción de Hidrógeno (Unidad 22) suplirá los requerimientos de hidrógeno de alta pureza para las Unidades de Hidroprocesamiento de Destilados Livianos (Unidad 14) e Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados (Unidad 16). Utilizará el proceso de reformación con vapor del gas natural para generar hidrógeno, lo que requiere una variedad de catalizadores para sus procesos. En primer lugar, se produce un filtrado del gas natural. Para transformar los compuestos de azufre presentes en el gas natural en sulfuro de hidrógeno se utilizan alúminas con cobalto y molibdeno dispersos a través de la estructura cristalina de alúmina como agentes catalíticos activos. Luego, para remover el sulfuro de hidrógeno se utiliza un catalizador de óxido de zinc.

Una vez removidos los compuestos de azufre del gas natural, se utilizan catalizadores de óxido de níquel para lograr la reformación con vapor del gas natural para generar hidrógeno, junto con monóxido de carbono y dióxido de carbono como subproductos. Para incrementar la producción de hidrógeno mediante la eliminación del monóxido de carbono, se utilizan catalizadores de hierro reforzado con cromo y cobre. Posteriormente, la corriente rica en hidrógeno pasa a través de adsorbentes de carbón activado y tamiz molecular (sistema PSA) con la finalidad de purificar el hidrógeno a 99,9 % V y de allí al sistema de filtrado final.

II.8.3.8 Unidad de Regeneración de Amina (unidad 24 – A.R.U)

Debido al alto contenido de azufre del crudo extrapesado Hamaca, los procesos de mejoramiento (Coquificación Retardada, Hidroprocesamiento de Destilados Livianos e Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados) generarán una gran cantidad de sulfuro de hidrógeno. Este producto será extraído de las corrientes gaseosas y líquidas con una solución acuosa de amina. La unidad de regeneración de amina (Unidad 24) suplirá amina regenerada a todos los absorbedores ubicados en el Mejorador. La amina usada que retorna a la unidad se regenerará en dos trenes de despojamiento de sulfuro de hidrógeno para obtener nuevamente la amina regenerada, la cual es reusada en los absorbedores. Los gases ácidos provenientes de la Unidad de Regeneración de Aminas se procesarán en la Unidad de Recuperación de Azufre (Unidad 28).

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

II.8.3.9 Unidad de tratamiento de aguas agrias (unidad 26)

La Unidad de Tratamiento de Aguas Agrias tendrá tres despojadores con una capacidad de 450 galones por minuto (GPM) cada uno, para una capacidad total de la unidad de 1350 GPM. En esta Unidad de Procesos se removerá por despojamiento el contenido de sulfuro de hidrógeno y amoníaco presentes en las aguas agrias provenientes de la Unidades de Crudo (Unidad 10), Coquificación Retardada (Unidad 12), Hidroprocesamiento de Destilados Livianos (Unidad 14), Unidad de Soporte de Hidroprocesamiento (Unidad 15), Hidrocrackeo de Gasóleos Pesados (Unidad 16), Unidad de Regeneración de Aminas (Unidad 24), Unidad de Tratamiento de Gas de Cola (Unidad 30) y del sistema de mechurrios (Unidad 57). La corriente resultante de agua agria despojada será reusada como agua de lavado en las Unidades de Hidroprocesamiento (Unidades 14 y 16), agua de reposición para la Unidad de Coquificación Retardada (Unidad 12), y/o como agua de reposición para la Unidad de Crudo (Unidad 10). El agua agria despojada no reusada será enviada a la Unidad de Tratamiento de Efluentes (Unidad 65). Los gases ricos en sulfuro de hidrógeno y amoniaco provenientes de la Unidad de Tratamiento de Aguas agrias serán dirigidos hacia la Unidad de Recuperación de Azufre (Unidad 28).

II.8.3.10 Unidad de recuperación de azufre y tratamiento de gas de cola (unidades 28 Y 30)

La Unidad de Recuperación de Azufre (Unidad 28) procesará los gases ácidos provenientes de la Unidad de Regeneración de Aminas (Unidad 24) y los gases agrios provenientes de la Unidad de Tratamiento de Aguas Agrias (Unidad 26). La Unidad de Recuperación de Azufre, junto con la Unidad de Tratamiento de Gases de Cola, serán capaces de recuperar como mínimo el 99,9 %p del azufre presente en las corrientes que alimentan la Unidad 28, incinerando todo el amoníaco a nitrógeno y oxidando cualquier componente de azufre no convertido a dióxido de azufre (SO_2) antes de dar salida a la atmósfera cumpliendo las regulaciones ambientales.

La capacidad de diseño de la Unidad de Recuperación de Azufre y la de Tratamiento de Gases de Cola será de 610 toneladas métricas por día (TM/D) de azufre líquido, el cual será enviado a la Unidad de Formación de Azufre Sólido (Unidad 32).

Para lograr la conversión de sulfuro de hidrógeno en azufre, en la Unidad 28 se utilizan alúminas activadas como catalizadores de la reacción Claus, soportadas en bolas de cerámica. En la Unidad de Tratamiento de Gases de Cola (Unidad 30) se utiliza un catalizador de alúmina con cobalto – molibdeno

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

como agentes catalíticos activos, con bolas de cerámica como soporte del catalizador.

II.8.3.11 Unidad de formación de azufre sólido (unidad 32)

La Unidad de Formación de Azufre Sólido convertirá el azufre líquido producido en la Unidad de Recuperación de Azufre en partículas hemisféricas de 3,0 – 5,5 mm de diámetro de azufre sólido. La Unidad permitirá el procesamiento de 610 TM/D de azufre líquido y operará continuamente las 24 horas del día. El azufre sólido será transportado en camiones a los patios de Manejo de Sólidos de la empresa Petrozuata, donde se almacenará en pilas para su posterior exportación para la generación de ácido sulfúrico.

II.8.3.12 Unidad de generación de vapor (unidad 41)

El sistema de generación de vapor incluye dos calderas de vapor de alta presión con sus respectivos accesorios para mantener la presión del cabezal de vapor en tres niveles diferentes: vapor de alta presión, vapor de media presión y vapor de baja presión. Las calderas de vapor de alta presión producirán 100.000 lb/hr cada una, las cuales se usarán para apoyar el arranque del Mejorador de Crudo, para suplir las fluctuaciones de la demanda de vapor en operación normal, para suplir los requerimientos de vapor para control de humo de los mechurrios y para mantener las operaciones temporalmente cuando uno de los trenes de producción de hidrógeno (Unidad 22, donde también se produce vapor de alta presión), salga fuera de servicio.

El vapor de media presión se producirá en los generadores de vapor de la Unidad de Coquificación Retardada (Unidad 12) y en la Unidad de Recuperación de Azufre (Unidad 28). El vapor de media presión suplementario se generará en las estaciones reductoras de vapor de alta presión (una en operación y la otra de respaldo).

El vapor de baja presión se producirá primordialmente como vapor de escape de las turbinas de vapor de toda el Mejorador de Crudo y el complemento provendrá de las estaciones reductoras de vapor de media presión y de los tambores flash de condensado / purga de la Unidad 43.

II.8.3.13 Unidad de ósmosis inversa (unidad 42)

La Unidad de Ósmosis Inversa removerá sólidos suspendidos, sólidos disueltos y el cloro del agua de servicio. El sistema producirá entre 400 gpm y 1.600 gpm de permeado en operación continua. Éste incluye cuatro filtros multimedia paralelos, tres suavizadores paralelos, dos estaciones de inyección química, filtración de cartuchos de lana de polipropileno y cuatro unidades paralelas de ósmosis inversa.

Los suavizadores utilizan resinas de intercambio iónico para retener los iones de dureza del agua tales como calcio y magnesio, e intercambiarlo por iones suaves como es el sodio. Posteriormente la membrana de ósmosis inversa remueve los iones sodio del agua, incluyendo las trazas de sílice, los cuales pueden causar depósitos en las aspas de las turbinas de vapor afectando su operación. El banco de membranas produce dos corrientes, una el agua desmineralizada que es enviada al tanque de almacenamiento respectivo y la otra es el agua que contiene los sólidos disueltos removidos en la membrana, esta última es utilizada como agua de reposición en la torre de enfriamiento (Unidad 47). El agua tratada producida en esta Unidad será utilizada como agua de compensación al sistema de alimentación de las calderas de las Unidades 22 y 41, así como en las Unidades 24 y 28.

II.8.3.14 Unidad de recuperación de condensado y agua para calderas (unidad 43)

La Unidad de Recuperación de Condensado recolectará todos los condensados reusables producto de la condensación de los vapores de media y baja presión del Mejorador de Crudo e incluye la recolección, almacenamiento y tratamiento del condensado limpio y del condensado potencialmente contaminado. Para esta última corriente, se utilizará carbón activado con el propósito de eliminar trazas de hidrocarburos presentes.

El sistema de agua para calderas proporcionará agua desmineralizada a las Unidades de Crudo (Unidad 10), Coquificación Retardada (Unidad 12), Regeneración de Aminas (Unidad 24), Recuperación de Azufre (Unidad 28) y a la Unidad de Generación de Vapor (Unidad 41).

II.8.3.15 Unidad de agua potable y de servicios (unidad 44)

El propósito del sistema de agua potable y de servicio es tratar el agua cruda necesaria para las operaciones del Mejorador. El agua clarificada suministrada por el Condominio Industrial, Jose pasará por una estación de medición en la

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Unidad 90. Aproximadamente la mitad del agua clarificada será enviada al reservorio abierto de agua cruda, la cual podrá ser utilizada como agua contra incendio. De allí junto con la otra mitad será tratada preliminarmente con cloro para un nivel residual de 0,2 ppmp. El agua clorada será enviada a través de un paquete de filtros para agua cruda, el cual contiene un sistema de filtros de antracita, grava y gravilla para remover los sólidos suspendidos. El agua filtrada posteriormente será enviada a un reservorio cerrado de concreto. De este depósito se bombeará agua al sistema de agua potable y al cabezal de distribución de agua de servicio.

El agua a ser potabilizada será enviada al sistema de agua potable donde será filtrada y luego será almacenada en un tanque con capacidad para un día de inventario. Se le añadirá cloro hasta un nivel de cloro residual de 1 ppmp y de allí el agua será bombeada a un sistema de filtros con carbón activado para remover excesos de cloro, quitar el olor en caso de tenerlo y mejorar el sabor para luego ir al cabezal de distribución.

II.8.3.16 Sistema de gas combustible (unidad 45)

El gas natural será proporcionado por PDVSA Gas. Una porción de gas natural será enviada directamente a la Unidad de Producción de Hidrógeno (Unidad 22), mientras que la otra porción será usada como combustible en la Unidad de Recuperación de Azufre (Unidad 28), como gas piloto en hornos y mechurrios, y como combustible adicional que será mezclado con el gas de refinería.

El gas de refinería será producido en la Unidad Soporte de Hidroprocesamiento (Unidad 15) y en la Unidad de Recuperación de Gases (Unidad 18). Este gas será mezclado con gas natural para ser suplido a los hornos y calderas como gas combustible.

II.8.3.17 Sistema de aire de planta y aire de instrumentos (unidad 46)

El sistema de aire de planta y aire de instrumentos está compuesto por tres compresores, secadores de aire (alúmina activada) y recipientes para purga. El aire de planta después de enfriado será dirigido a las estaciones de servicio y a los secadores de aire para instrumentos. Este aire seco y libre de aceite será suplido a los instrumentos del Complejo.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

II.8.3.18 Sistema de agua de enfriamiento (unidad 47)

Este sistema es un circuito cerrado que consiste en una torre multi-celda de enfriamiento, múltiples bombas, sistema de adición de químicos, filtros y un sistema de distribución que garantizará los requisitos de agua de enfriamiento del Complejo.

II.8.3.19 Sistema de gas inerte (unidad 48)

Este sistema proporcionará un suministro confiable de nitrógeno con 99,9 % de pureza que será usado en el Mejorador de Crudo. El sistema de gas inerte consiste en facilidades de carga de nitrógeno líquido, tanques de almacenamiento criogénicos y vaporizadores de nitrógeno.

II.8.3.20 Sistema de aceite de lavado (unidad 51)

El sistema de aceite de lavado será usado para vaciar hidrocarburos de alto punto de fluidez de las tuberías, instrumentos y equipos.

II.8.3.21 Sistema de mechurrios (unidad 57)

Consta de tres mechurrios separados con la finalidad de disponer en forma segura los gases combustibles que podrían generarse durante la operación normal y en situaciones de emergencia. Los tres mechurrios disponibles son el mechurrio para hidrocarburos de alta presión, el mechurrio para hidrocarburos de baja presión y el mechurrio para gases ácidos. Los mechurrios para hidrocarburos podrán manejar la máxima carga de alivio de las unidades de proceso cuando operen a la capacidad de diseño del Mejorador de Crudo. El mechurrio de gases ácidos podrá manejar la carga de alivio proveniente de la Unidad de Regeneración de Amina (Unidad 24), la Unidad de Tratamiento de Aguas Agrias (Unidad 26), la Unidad de Recuperación de Azufre (Unidad 28) y la Unidad de Tratamiento de Gas de Cola (unidad 30) cuando operen a la capacidad de diseño del Mejorador de Crudo.

II.8.3.22 Edificaciones (unidad 58)

Además de las unidades de proceso y de servicios industriales, hay diecisiete (17) edificios permanentes donde se llevan a cabo: el control de las operaciones (procesos y laboratorio), atención a las necesidades de los empleados (Clínica Industrial), actividades de mantenimiento (Talleres) y las

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

áreas administrativas del Mejorador de Crudo. Todas las políticas y prácticas de mantenimiento que se lleven a cabo fueron asociadas a esta unidad.

II.8.3.23 Sistema de almacenamiento de crudo y productos (unidad 61)

El sistema de almacenamiento de crudo y productos consta de quince (15) tanques para el almacenamiento de crudo, productos intermedios y crudos comerciales, más tres (3) tanques de aceites recuperables (slops), todos provistos con sus respectivos diques de contención. Los tanques para almacenar el crudo diluido cuentan con sistemas de agitación mecánica, que inciden positivamente en la operación, y aumentan el factor de servicio de estos tanques, mientras contribuyen a la minimización de formación de lodos. El listado de tanques se presenta a continuación:

- Crudo diluido: 3 x 300.000 Bbls
- Nafta diluyente: 1 x 215.000 Bbls
- Destilados: 2 x 90.000 Bbls
- Gasóleos: 2 x 90.000 Bbls
- Aceite de lavado (MVGO): 1 x 15.000 Bbls
- Residuo de vacío: 1 x 114.000 Bbls
- Crudo comercial: 4 x 540.000 Bbls
- Tanque de balance: 1 x 540.000 Bbls
- Slop liviano: 2 x 10.000 Bbls
- Slop pesado: 1 x 12.000 Bbls

Los embarques de crudo comercial serán transferidos por tubería desde los tanques de crudo comercial hacia el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Jose (TAEJ) de PDVSA para su carga y despacho vía tanqueros.

II.8.3.24 Sistema de remoción de sólidos (unidad 62)

La Unidad 62 tiene como propósito remover y manejar los sólidos y aceite provenientes del efluente de los desaladores de la Unidad 10 y los lodos impregnados con hidrocarburos de la Unidad 65. El agua clarificada será enviada a la piscina de neutralización de la unidad de tratamiento de efluentes (Unidad 65), el aceite podrá ser enviado al sistema de aceite recuperable (Unidad 63) o al tanque de almacenamiento de crudo comercial, mientras que los lodos serán enviados al paquete de filtración de lodos en la Unidad 65.

II.8.3.25 Sistema de aceites recuperables – slops (unidad 63)

El sistema de aceites recuperables (slops) podrá recolectar todo el material fuera de especificación de proceso y/o fugas en equipos y tuberías. El agua y

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

el aceite recolectados por el sistema serán separados en el tanque de slop y reprocesados separadamente. El aceite se transferirá a la Unidad de Crudo (Unidad 10), al almacenamiento de crudo diluido (Unidad 61) o a la Unidad de Coquificación Retardada (Unidad 12). El agua será reprocesada en la Unidad de Tratamiento de Aguas Agrias (Unidad 26).

II.8.3.26 Sistema de carga y despacho de azufre sólido (unidad 64)

En esta Unidad de Procesos el azufre sólido proveniente de la Unidad de Formación de Azufre Sólido (Unidad 32) será almacenado, manejado y cargado en camiones. El sistema consiste en una banda transportadora de las pequeñas partículas hemisféricas de azufre sólido desde la Unidad de Formación de Azufre Sólido a los silos de almacenamiento. Luego, las partículas de azufre serán cargadas en camiones que lo transportarán hasta el lugar de acopio destinado en el Patio de Manejo de Sólidos de la empresa Petrozuata.

II.8.3.27 Sistema de tratamiento de efluentes líquidos (unidad 65)

Esta unidad está compuesta por cuatro (4) sistemas principales: el sistema de efluentes contaminados accidentalmente con aceites (SECAA ó AOS por sus siglas en inglés), el sistema de aguas aceitosos (SAA ó OWS por sus siglas en inglés), el sistema de efluentes con alta demanda bioquímica de oxígeno (SADBO ó HBS por sus siglas en inglés) y el sistema de efluentes sanitarios (SES). El SECAA recolecta y trata el efluente limpio del Mejorador de Crudo. Posee un separador CPI de aceite – agua (únicamente para una protección ambiental mayor) a fin de remover el aceite libre que pueda haber ingresado accidentalmente en el afluente. El SAA recolecta y trata las corrientes de aguas aceitosas con niveles bajos de componentes orgánicos solubles. Este sistema incluye el tratamiento para remover tanto el aceite libre (mediante un separador CPI) como el aceite emulsionado del agua con los procesos de coagulación – floculación – DAF. Las corrientes que normalmente se envían a este sistema son drenajes de aguas aceitosas de proceso y drenajes de los fondos de los tanques de almacenamiento.

El SADBO recolecta y trata corrientes de agua contaminadas con aceite y / o elementos orgánicos que deben ser removidos a través de un tratamiento biológico. El sistema consiste en la neutralización, seguida de la oxidación de H₂S, separación del aceite, tratamiento biológico, clarificación y cloración. Las corrientes que normalmente se envían a este sistema son las de aguas clarificadas de los desaladores de crudo, las aguas agrias despojadas fenólica y no fenólica.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Las aguas sanitarias y servidas producidas dentro del Mejorador de Crudo serán recolectadas por el sistema de cloacas sanitarias y bombeadas al sistema de tratamiento de aguas sanitarias para su tratamiento biológico, clarificación y cloración. El efluente de esta sección de la Unidad 65 se bombeará al tanque de observación del sistema de alta DBO y de allí se descargará al mar.

El flujo de descarga de los efluentes es variable y se espera estará alrededor de 2.000 GPM. Los efluentes combinados del Mejorador de Crudo cumplirán con las regulaciones venezolanas para la descarga en el mar y las pautas ambientales del Banco Mundial. La disposición final del efluente de la Unidad 65 se realizará a través de una tubería de 20 pulgadas diseñada para uso exclusivo del Mejorador de Crudo. La línea descargará a 305 m de la costa, a una profundidad promedio de 4,2 metros, aproximadamente, y en su extremo contará con una sección difusora para garantizar la dilución inicial del efluente en una proporción 1:100.

II.8.3.28 Sistema de protección contra incendio (unidad 67)

El propósito de este sistema es minimizar la probabilidad, cobertura y duración de un fuego, minimizar el daño a equipos y servicios, así como para evitar accidentes que involucren al personal. El sistema estará constituido principalmente por alarmas de detección de fuego, alarmas y detección de gas inflamable, protección de fuego pasiva, control de emergencia, agua contra incendios, espuma para combate contra incendios, y otros como vapor, químico seco, CO₂ y equipos móviles de combate contra incendios. El sistema de protección de fuego consistirá en el uso de los siguientes agentes: agua, espuma, CO₂, vapor, químico seco y agente limpio – Halón.

II.8.3.29 Sistema de carga de coque (unidad 68)

El coque proveniente de la Unidad de Coquificación Retardada será almacenado, manejado y cargado en camiones para su posterior almacenamiento en el patio de manejo de sólidos de la empresa Petrozuata, cuya capacidad de diseño es de 4.040 TM/D. El sistema consiste en dos cargadores frontales para cargar coque desde la pila de almacenamiento localizada en la Unidad de Coquificación Retardada, hasta un sistema de cinta transportadora y un sistema de tolvas de transferencia para el llenado de los remolques de los camiones. Adicionalmente, el sistema contará con un mecanismo para la recolección de polvo en las tolvas para evitar su emisión al ambiente.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

II.8.3.30 Sitio de almacenamiento de desechos (unidad 80)

Además de las Unidades de Procesos, de servicios industriales y edificios administrativos, el Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven acondicionará un sitio para el almacenamiento de materiales peligrosos recuperables, desechos peligrosos y no peligrosos, denominado Centro de Almacenamiento Temporal (CAT). El centro está ubicado al suroeste del Mejorador, en los terrenos propiedad de dicha empresa, en el sector del Área 05, en el cual se encuentra localizada la Unidad 80. Esta área cumple con los requisitos establecidos en el Decreto 2.635, Artículo 40, referente a la ubicación de un patio de almacenamiento. Actualmente, el área disponible para el almacenamiento es de 400 m², de los cuales 200 m² están techados y los otros 200 m² están destinados para las operaciones de carga y descarga de camiones de las empresas manejadoras de materiales y desechos peligrosos. Es importante destacar que esta unidad no genera desechos sino por el contrario tiene la finalidad de almacenarlos temporalmente hasta su disposición final.

II.8.3.31 Área de fiscalización (unidad 90)

Todo material de procesos y/o servicios entrando ó saliendo del Mejorador de Crudo deberá ser medido. Si el valor del material depende de su composición ó calidad, entonces dicha composición ó calidad deberá ser medida; ejemplos de los productos a ser medidos son:

- Crudo diluído de alimentación desde el área de producción
- Diluyente retornado al área de producción
- Crudo comercial a muelle
- Gas natural, agua cruda y electricidad recibida, y
- Coque y azufre al muelle de sólidos

III. MARCO TEÓRICO

III.1 ANÁLISIS DE RIESGOS

Un tratamiento riguroso del riesgo no puede basarse en la concepción meramente intuitiva que normalmente utilizamos, por lo cual; es necesario una definición precisa que permita su cuantificación. Así, una definición que cumple con el requisito es la basada en la definición de que el riesgo es una función matemática que interrelaciona la frecuencia prevista para un determinado evento, con la magnitud de sus consecuencias probables; es decir⁽¹⁵⁾:

$$\text{Riesgo} = F (\text{Frecuencia, Consecuencias}) \quad (\text{Ecuación 1})$$

Lo que explícitamente expresa:

$$\text{Riesgo} = \text{Frecuencia del Evento} \times \text{Magnitud de sus Consecuencias}$$

Por tanto, si un accidente tiene una frecuencia estimada de una vez cada 50 años y sus consecuencias se estiman en un centenar de fatalidades, el riesgo asociado es de 2 fatalidades / año. Por otra parte, si el accidente con la misma frecuencia, tiene como consecuencia unas pérdidas evaluadas en 300 millones de Bs., el riesgo será de 6 millones de Bs/año. Pero esta forma de evaluar el riesgo presenta dificultades e inconvenientes. En primer lugar, las unidades; ya que la magnitud de las consecuencias de un accidente no se miden únicamente en fatalidades ó dinero, pues existe también la posibilidad de tener heridos ó acciones a largo plazo sobre la población ocupacionalmente expuesta, que son de difícil estimación (Ej: Caso Bhopal), ó de contaminación de áreas mas ó menos extensas (Ej: Caso Ríos fronterizos con Colombia). En segundo lugar, no resulta fácil determinar los dos parámetros que intervienen en la definición: Frecuencia y Magnitud de las Consecuencias. No obstante, existen metodologías que permiten estimar estos parámetros no de forma exacta, pero sí con una precisión razonable. Técnicamente, el análisis de riesgos puede enfocarse de dos maneras distintas:

1. Mediante un Tratamiento Probabilístico:

Se analizan las consecuencias de accidentes en relación con sus frecuencias estimadas. En este caso las medidas de protección y prevención se dirigen prioritariamente a las situaciones de mayor riesgo, definido este como el producto de las consecuencias por la frecuencia.

2. Mediante un Tratamiento Determinístico:

En este caso se analizan simplemente las consecuencias de los accidentes en las condiciones más desfavorables, incluso en el caso de que su frecuencia estimada sea muy baja. Es decir, se analizan las consecuencias máximas de cara a adoptar medidas de prevención y protección. Es un tratamiento menos riguroso que el probabilístico y que exige menor esfuerzo, pero en realidad sus conclusiones representan el frente más importante donde se deben adoptar medidas y planificar la respuesta ante la emergencia.

Cualquier análisis cuantitativo de riesgos implicará la identificación previa de los peligros, una estimación de la frecuencia de ocurrencia de los eventos identificados como peligrosos y el cálculo de sus potenciales consecuencias; a objeto de determinar el alcance de las medidas de control a adoptar, las cuales normalmente se soportan sobre la base de un análisis Costo-Beneficio. Por tanto, queda claro que el uso de una metodología de identificación de peligros, así como el cálculo y análisis de las consecuencias de un evento, forman parte del Análisis Cuantitativo de Riesgos, cuya definición más estricta establece ⁽¹⁵⁾: **“Método de ingeniería y formulaciones matemáticas, combinadas con información estadística de fallas, para producir resultados numéricos de consecuencias de accidentes y sus frecuencias o probabilidades de ocurrencia, usados para estimar riesgos”**. Es decir, es una evaluación cuantitativa de la probabilidad de daños ocasionados, conjuntamente con criterios de valor respecto a la importancia de los resultados. Una fortaleza particular de esta técnica, es que siendo cuantitativa por naturaleza, ofrece un enunciado más explícito de los riesgos asociados con una actividad específica, comparada con la generalizaciones cualitativas y subjetivas, donde una condición “relativamente segura” de una persona, puede representar una condición “relativamente peligrosa” para otra.

Por lo antes expuesto, el Análisis Cuantitativo de Riesgos ofrece la expectativa de poder analizar e identificar eslabones débiles en los sistemas de procesos, lo cual nos permite fortalecerlos antes de que ocurra realmente un accidente. Además, brinda la posibilidad de garantizar un gasto racional de los recursos para fines de seguridad, con la mayor asignación concentrada en el área que ocasiona el mayor riesgo.

Los puntos significativos del Análisis Cuantitativo de Riesgos son:

- Es cuantitativo. Es decir, requiere hacer estimados sobre la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados y sus efectos; y se deben tener criterios de valor para cuantificar los daños.
- Es una función de dos parámetros, la probabilidad de ocurrencia de un evento no deseado y las consecuencias resultantes de su ocurrencia. Lo que en términos matemáticos fue expresado al principio.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Esto significa que para reducir los riesgos de un evento particular, se debe tratar de disminuir la frecuencia de ocurrencia del evento no deseado, ó **mitigar las consecuencias** de su ocurrencia a través de una política de ubicación apropiada (Ej: Distancias de segregación) u otras medidas de protección.

En la Figura III.1 se presenta gráficamente el proceso de diseño seguro establecido por el Manual de Ingeniería de Riesgos de PDVSA. De estas etapas estudiaremos las que se presentan a continuación:

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

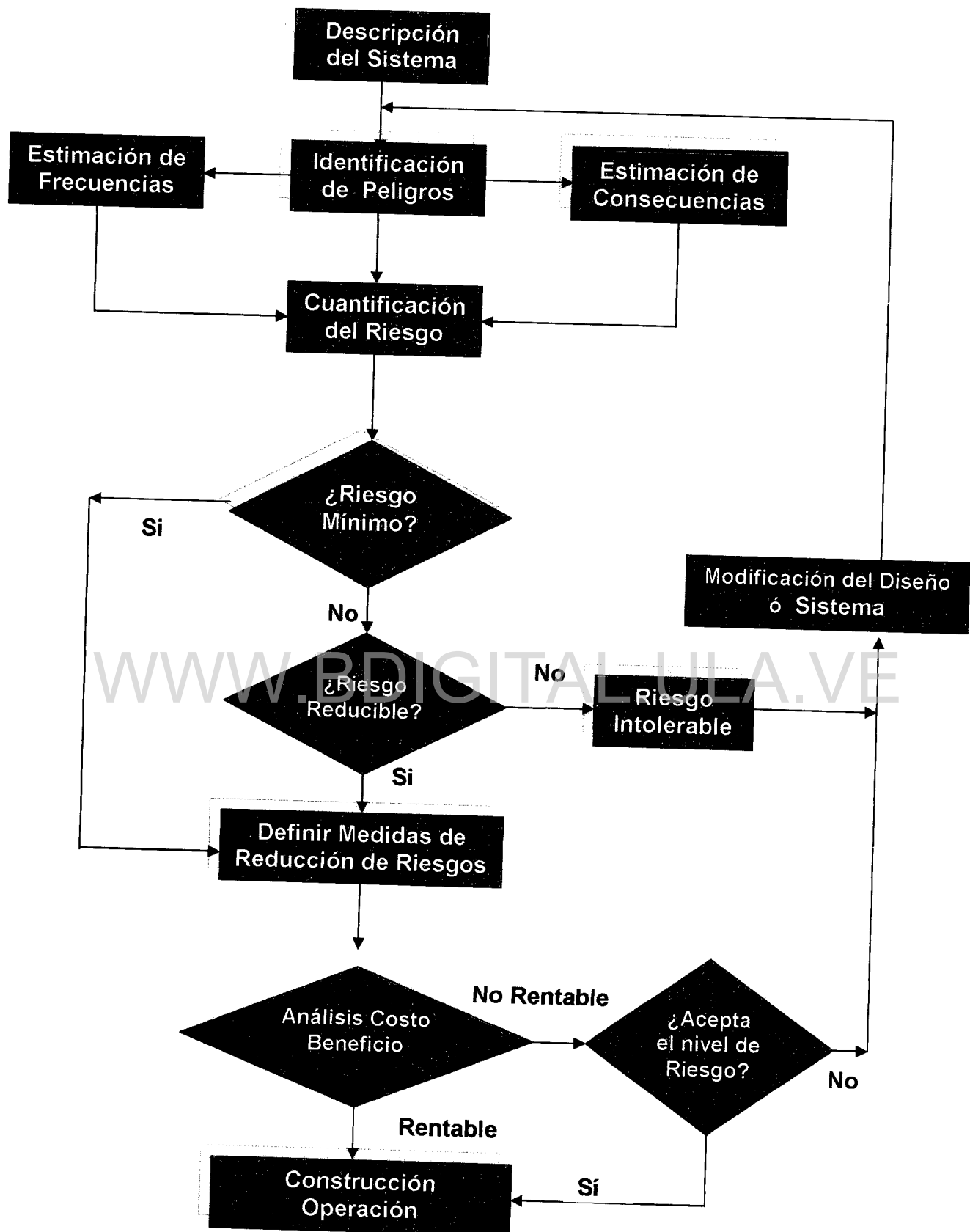


Figura III.1 Proceso de Análisis Cuantitativo de Riesgos ⁽¹⁵⁾

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

III.2 INFORMACIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO

Comprende la información de seguridad del proceso en estudio, su sensibilidad ambiental, sus factores meteorológicos y atmosféricos; y por último, el número de trabajadores en el área.

III.3 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

La identificación de los peligros inherentes al Proceso ó Planta, constituye el primer paso para un Análisis Cuantitativo de Riesgos. Esta se define como la identificación de fuentes de accidentes significativos y las formas en que podrían ocurrir, inherentes al proceso y/o instalación. En esta etapa se evalúan entre otros, los materiales, inventarios y las condiciones operacionales del proceso que pudiesen ocasionar eventos indeseables. Los métodos que aplica la Industria Petrolera y Petroquímica Nacional, en la identificación de peligros son:

- Análisis preliminar de peligros
- Estudios de peligro y operabilidad (Hazops)
- Auditorías técnicas de seguridad
- Inspecciones de seguridad

III.3.1 Análisis Preliminar de Peligros (APP) ⁽¹¹⁾

El Análisis Preliminar de Peligros es un método cualitativo que tiene su mayor utilidad durante la etapa de la ingeniería conceptual del diseño de una instalación. Sin embargo, la Gerencia de Seguridad, Higiene y Ambiente de Petrolera Ameriven S.A, también lo aplica antes del arranque de una instalación nueva, tomando como base el procedimiento de arranque desarrollado para la instalación y una inspección de seguridad pre arranque.

Durante la Ingeniería Conceptual, su uso permite detectar los peligros de los materiales, equipos y ubicación de la planta para proveer a los diseñadores con lineamientos adecuados a seguir en las subsecuentes etapas del diseño.

Durante la etapa de arranque su aplicación implica un análisis cualitativo de riesgo, siempre y cuando se fundamente en una exhaustiva revisión de los procedimientos operacionales de arranque y de una inspección de seguridad pre arranque.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

El Análisis Preliminar de Peligros (APP) concentra sus esfuerzos en los materiales peligrosos y componentes mayores de equipos de proceso, permitiendo visualizar aquellos eventos que involucren liberación incontrolada de energía y/o productos tóxicos. El APP no está considerado como uno de los enfoques más sistemáticos en la identificación de peligros, pero sin embargo, sirve muy bien al propósito de definir eventos conducentes a escenarios de accidentes mayores. El método debe ser desarrollado por un equipo multidisciplinario el cual determina los peligros y sus causas en una forma cualitativa, para después estimar las consecuencias de esos peligros en forma cuantitativa. Por tanto, la cuantificación de consecuencias pueden ser realizada en un paso posterior, a objeto de configurar un Análisis Cualitativo de Riesgos que intérprete fielmente los principales riesgos asociados a una instalación.

La aplicación del método durante la Ingeniería del Proyecto requiere la existencia de información de diseño básica y durante la fase de arranque la información requerida es la siguiente:

- Filosofía de diseño
- Diagramas de flujo de proceso
- Diagramas de Proceso e Instrumentación
- Información histórica de accidentes en instalaciones similares
- Descripción del Proceso, incluyendo inventarios de materiales peligrosos con sus características y condiciones de operación
- Procedimientos Operacionales
- Inspección de Seguridad Pre Arranque

iii.3.1.1 Ventajas y desventajas del APP

Entre las características más importantes podemos mencionar:

- Es un estudio rápido y eficiente
- Requiere de un menor esfuerzo en horas hombre, comparado con otros métodos de identificación de peligros
- Sus resultados son netamente cualitativos
- Su efectividad depende en gran parte del conocimiento y la experiencia de los integrantes de equipo multidisciplinario que lo lleve a cabo y de la experiencia operacional en instalaciones similares a aquellas donde será aplicado, por parte del Líder de ejecución del APP.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

III.3.1.2 Metodología del APP

El método de APP exige listar los peligros asociados con los elementos del sistema en estudio. Estos se especifican en la Tabla III.1, la cual se muestra a continuación:

Tabla III.1 Elementos del Sistema a considerar durante un APP

Elementos	Ejemplo
Equipos y materiales peligrosos	Combustibles, productos químicos, sustancias tóxicas, presión y otros sistemas que almacenan energía
Interfases entre equipos de Planta y materiales	Interacción de materiales, iniciación y propagación de fuegos y explosiones, sistemas de control y parada
Procedimientos de operación, prueba y de emergencia	Según el caso
Servicios de soporte o respaldo	Almacenamiento, equipos de prueba, aire de instrumentos, vapor, agua de enfriamiento y adiestramiento de personal
Equipos relacionados con la seguridad	Sistemas de mitigación, redundancia, protección contra incendios y equipos de protección personal
Disposición de equipos	Ubicación de fuentes permanentes de ignición con respecto a los equipos
Factores ambientales que pueden influir	Humedad relativa, velocidad y dirección del viento

Aunque la decisión del estudio depende de la complejidad de la instalación, en general el APP es un método confiable y bastante completo, cuya virtud principal es que no consume mucho tiempo para su desarrollo. Adicionalmente, aplicado durante la fase de arranque de una instalación, asegura las debilidades de los procedimientos operacionales para la puesta en marcha de la instalación.

III.3.1.3 Presentación de los resultados

Los resultados del APP deben presentarse en el formato que se especifica a continuación:

Tabla III.2 Modelo de Presentación de Resultados de un APP

Peligro	Causas	Consecuencias	Jerarquización	Acción Preventiva Correctiva
Radiación	Llamas demasiado largas	Daños a Equipos y Personal	1	Incrementar inyección de vapor

III.4 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIAS ⁽¹¹⁾

La estimación de consecuencias es el término aplicado al uso de una serie de modelos matemáticos para estimar el área afectada (consecuencias) por los peligros originados en diferentes escenarios de accidentes. Típicamente 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
- Explosiones de nubes de vapor
- Ocurrencia de bola de fuego (BLEVE) en recipientes de proceso presurizados conteniendo gases licuados inflamables

Las consecuencias originadas por los peligros de los escenarios de accidentes anteriormente listados, incluyen:

- Exposición de personas a vapores tóxicos
- Exposición de personas, equipos y propiedades a radiación térmica
- Exposición de personas, equipos y propiedades a nubes de vapores inflamables confinadas ó no, que eventualmente pueden ser ignitadas y generar una deflagración en forma de bola de fuego.
- Exposición de personas, equipos y propiedades a ondas de sobrepresión ó proyección de fragmentos de material producto de la rotura de recipientes.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Dado que la estimación de consecuencias implica un alto nivel de complejidad y requiere una predicción lo mas exacta posible del área afectada por cada peligro, es importante usar modelos apropiados para cada escenario específico y al mismo tiempo, aquellos que hayan demostrado proveer predicciones razonablemente precisas comparadas con los resultados obtenidos en pruebas de campo a gran escala o accidentes previos.

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 recomendable el uso de paquetes computarizados que contengan modelos validados para este fin.

III.5 ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

Después de la estimación cuantitativa de las consecuencias potenciales del accidente, entonces comienza la etapa de los análisis de las consecuencias ó de los efectos esperados de un accidente, independientemente de la probabilidad ó frecuencia con que éstos se produzcan.

En esta fase, se intenta estimar la probabilidad de que las personas ubicadas en diferentes ambientes y a diferentes distancias del sitio del evento no deseado, puedan resultar muertas ó seriamente lesionadas. Adicionalmente, los resultados obtenidos en esta etapa se comparan contra estándares a objeto de establecer su criticidad (Análisis de Consecuencias). Esto se puede realizar mediante la comparación con las recomendaciones existentes en Normas Técnicas de Ingeniería ó mediante la determinación del Número de Probit. Este número se determina mediante las Ecuaciones Probit, las cuales son modelos matemáticos que correlacionan la probabilidad de muerte con la dosis del peligro en estudio. Por tanto, estas ecuaciones constituyen una forma para calcular un riesgo individual de muerte.

III.5.1 Características de las ecuaciones probit ⁽¹¹⁾

El cálculo del riesgo proveniente de un peligro debe estar basado en un estimado de la probabilidad de que al menos una dosis específica (de gas tóxico, radiación térmica ó sobrepresión), esté presente a una distancia particular de la instalación. La dosis real recibida dependerá de las acciones del individuo, por lo que el modelo Probit supone que el individuo es promedio en sus atributos lo cual determina cual dosis percibiría. Esto se fundamenta en el hecho de que solo para un individuo promedio se pueden hacer juicios acerca de como respondería a dosis específicas ó si la dosis puede ser peligrosa ó fatal. Por tanto, para calcular un riesgo individual de muerte, las ecuaciones Probit proveen una correlación entre la probabilidad de muerte y la dosis del peligro en cuestión. Una forma de ecuación Probit es frecuentemente usada para este propósito. Su uso para el cálculo de riesgo individual está

Licencia Creative Commons.

basado en suposiciones implícitas de que todos los individuos tienen iguales probabilidades de morir debido a una dosis particular de un peligro; y que esta probabilidad es igual a la proporción de muertes en una población ocupacionalmente expuesta.

La ecuación Probit que modela los daños debido a una dosis térmica es la siguiente:

$$Pr = -14.9 + 2.56 \ln (T \cdot I^{4/3} / 10000) \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde:

Pr = Índice Probit

T = Duración de la exposición, (seg)

I = Intensidad de radiación térmica (W/m^2)

Es importante incluir en la intensidad de la radiación térmica el efecto de radiación solar, la cual puede ser de 1kW/m^2 ($320 \text{ Btu/hr. Pie}^2$) en un día caluroso y despejado ⁽¹⁶⁾.

III.6 CRITERIOS DE DAÑOS

Los modelos de estimación de consecuencias se basan en el principio general de que la severidad de una consecuencia es función de la distancia a la fuente de descarga. La consecuencia es también dependiente del objeto del estudio, ya que si el propósito es por ejemplo evaluar efectos sobre el ser humano, las consecuencias pueden ser expresadas como fatalidades ó lesiones, mientras que si el objeto es evaluar daño a las propiedades tales como estructuras y edificios, las consecuencias pueden ser pérdidas económicas.

La mayoría de los estudios cuantitativos de riesgos consideran simultáneamente diversos tipos de resultantes de incidentes (por ejemplo, daños a la propiedad y exposiciones a sustancias inflamables y/o tóxicas). Para estimar riesgos, se debe usar una unidad común de medida de consecuencias para cada tipo de efectos (muerte, lesión o pérdida monetaria). La dificultad en comparar diferentes tipos de efectos, ha conducido al uso de las fatalidades (muertes) como el criterio de comparación predominante.

Para obtener resultados significativos al usar la técnica del Análisis Cuantitativo de Riesgos, es necesario establecer criterios de daños relacionados con el nivel de peligro de interés para el propósito del estudio. Los criterios de daños están referidos a los efectos de productos tóxicos, incendios y explosiones generados por los escenarios de accidentes que podrían desarrollarse en la Unidad de Proceso bajo estudio.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Para evaluar los efectos sobre personas, equipos y ambiente como consecuencia de ocurrencia 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.

Un método para evaluar la consecuencia de una resultante de un accidente es el modelo de efecto directo el cual predice efectos sobre personas o estructuras basados en criterios predeterminados (por ejemplo, si un individuo es expuesto a una cierta concentración de gas tóxico, entonces se supone la muerte del mismo). En realidad las consecuencias pueden no tener la forma de funciones discretas sino conformar funciones de distribución de probabilidad.

Los criterios de daños adoptados para la Industria Petrolera y Petroquímica se expresan en la Norma IR – S – 02 (Análisis Cuantitativo de Riesgos). Sin embargo, es importante resaltar que los criterios de daños expuestos por esta Norma, deben ser utilizados solamente como guía para la estimación de consecuencias y no para tomar decisiones acerca de la tolerancia de un riesgo, para lo cual deben ser utilizados los criterios de tolerancia establecidos por la Norma IS-R-02.

III.7 EFECTOS DE LA RADIACIÓN TÉRMICA

Los modelos de efectos de radiación térmica son bastante simples y están sólidamente basados en trabajos experimentales sobre seres humanos, animales y estructuras. Su principal debilidad surge cuando la duración de la exposición no es considerada. **Los criterios de daños para radiación sobre seres humanos consideran los efectos sobre piel descubierta.**

Dada la gran cantidad de información sobre el tema, los modelos de efectos térmicos son fáciles de aplicar para estimar lesiones en humanos. No obstante, los efectos térmicos sobre estructuras son más difíciles de calcular, ya que debido a la radiación y conducción térmicas es necesario estimar perfiles de temperatura como consecuencia de un balance de calor neto a través de la estructura.

Los criterios de daños más comúnmente utilizados se muestran en las Tablas III.3 y III.4, las cuales son mostradas a continuación:

Tabla III.3 Tiempo de exposición necesario para alcanzar el umbral de dolor⁽¹¹⁾

Intensidad de Radiación		Tiempo al umbral de dolor
Kw / m²	BTU / h . pie²	Segundos
1.74	500	60
2.33	740	40
2.90	920	30
4.73	1500	16
6.94	2200	9
9.46	3000	6
11.67	3700	4
19.87	6300	2

Tabla III.4 Efectos debido a Radiación Térmica ⁽¹¹⁾

Intensidad de Radiación		Efecto Observado
Kw / m ²	BTU / h . pie ²	
1.6	512	Tolerable para largo tiempo de exposición.
4	1280	Energía suficiente para causar dolor a personal que no pueda protegerse en 20 segundos; ampollas en la piel (quemaduras de segundo grado) son posibles; 0% de letalidad.
9.5	3040	Umbral de dolor alcanzable en 6 segundos; quemadura de segundo grado después de 20 segundos.
12.5	4000	Energía mínima requerida para encender madera expuesta a una radiación dirigida. Fusión de tubos plástico.
13.5	4320	Energía mínima requerida para dañar materiales de bajo punto de fusión (aluminio, soldaduras, etc.). Este valor es el criterio usado para separar tanques de techo cónico.
25	8000	Energía mínima requerida para encender madera expuesta indefinidamente a una radiación no dirigida.
31.5	10080	Suficiente para causar daños a equipos de proceso.

Nota: Para la estimación de los efectos de la radiación sobre personas, se debe incluir los efectos de radiación solar, la cual en días soleados y claros es aproximadamente de 1 KW/m² (320 BTU /hr. Pie²).

III.7.1 Intensidad de radiación

Cuando se realizan estudios de impactos por radiación térmica, la primera pregunta que se hace el investigador, es que cantidad de energía y bajo que condiciones, puede tolerar un ser humano ó un equipo de proceso. Esto se debe a que un nivel aceptable bajo ciertas condiciones, puede no ser aceptable bajo otras diferentes (Ej: Condiciones para alcanzar el umbral de dolor a piel desnuda ó con la adecuada vestimenta de seguridad).

Tanto para personal ocupacionalmente expuesto como para los equipos de proceso, existen niveles de radiación permitidos que han sido determinados bajo experimentación.

Cuando se discuten los niveles de tolerancia en seres humanos es común hablar de un tiempo de exposición, ya que para una misma intensidad de radiación pero para diferentes tiempos de exposición, los daños no son los mismos. Las fuentes mas recientes que ofrecen información sobre los niveles de tolerancia de intensidad de radiación térmica son la Norma API RP 521⁽¹⁾, Brzustowski and Sommer⁽³⁾, Oenbring and Sifferman⁽⁴⁾ y Schwartz⁽⁵⁾. Todas estas fuentes establecen que para personal ocupacionalmente expuesto y con ropa de protección adecuada (Braga ignífuga manga larga, casco de seguridad, botas de seguridad, lentes de seguridad); el nivel de tolerancia de intensidad de radiación térmica se establece en 1500 Btu/hr.pie² (4.73 KW/m²), para un tiempo de exposición de varios minutos. Esta condición no contempla la radiación solar como un factor aditivo a la radiación generada por la fuente de ignición que se estudia.

La Norma API RP 521⁽¹⁾ recomienda un nivel de tolerancia de 1500 Btu/hr-ft² (4.73KW/m²), excluyendo la radiación solar, la cual puede oscilar entre 320 y 410 Btu/hr.pie². Sin embargo, otros autores (Norma PDVSA IR – S – 02), sugieren que el nivel de 1500 Btu/hr.pie² (4.73 KW/m²) ya debe contemplar la radiación solar. No obstante, para que ambas radiaciones sean totalmente aditivas, deberían estar perfectamente alineadas, lo cual es prácticamente fortuito, además de que la exposición podría ocurrir de día ó de noche, o bajo condiciones de alta humedad relativa, lo cual añade condiciones adicionales al stress térmico al cual estaría sometido un trabajador ocupacionalmente expuesto.

Con base en lo anteriormente expuesto, para este estudio se considerará que los niveles de radiación tolerados e informados por las tablas III.3 y III.4 incluyen la radiación solar.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

III.8 MECHURRIOS

Se consideran equipos de seguridad, los cuales permiten la disposición segura de vapores inflamables o mezclas de vapores inflamables con gases tóxicos y corrosivos, mediante su combustión, hasta convertirlos a sub productos que sean lo menos objetables posible desde el punto de vista ambiental. Los límites tóxicos están regulados de acuerdo con las concentraciones ambientales máximas permisibles y tiempos de exposición, establecidos por las regulaciones ambientales. Estos equipos son normalmente usados para la disposición por combustión de aquellas mezclas de hidrocarburos que son aliviadas por los equipos de proceso, cuando se presentan fallas operacionales que pueden causar sobrepresiones que atentan contra la integridad física o mecánica de los equipos. Estas fallas normalmente son:

1. Emergencias Mayores

- Falla parcial de energía eléctrica
- Falla total de energía eléctrica
- Falla de agua de enfriamiento
- Fuego o incendio

2. Emergencias Menores

- Falla de equipos críticos (Ej. Falla de Condensador de Tope de una Columna de Destilación ó falla de la bomba de reflujo)

Normalmente son diseñados para disponer los máximos flujos de alivio que se pueden presentar en una planta de procesos y desde el punto de vista de seguridad, consideran que una causa de sobrepresión menor puede ser controlada en un período de 10 a 30 minutos mediante acciones operacionales; o que aquellas causadas por emergencias mayores, tienen una duración que puede oscilar entre 5 y 10 minutos con períodos picos de 10 segundos (duración promedio del máximo alivio).

El diseño de un mechurrio implica la consideración de una gran cantidad de medidas de seguridad en el diseño, a objeto de evitar situaciones de riesgo que pudieran atentar contra la integridad física del personal o de la integridad mecánica de los equipos. Por esta razón, su diseño considera:

1. Zonas de instalación aisladas del proceso principal
2. Diseño que implique el menor riesgo posible de incidencia térmica
3. Diseño de quemadores y pilotos de alta estabilidad de llama
4. Diseños asistidos por aire, vapor o de alta turbulencia

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

5. Sistemas de encendido duales para pilotos (chispa y propagación de llama)
6. Monitoreo constante de la temperatura de la llama de los pilotos
7. Encendido automático de Pilotos
8. Si son verticales, alturas de chimenea que garanticen:
 - La dispersión de los vapores de hidrocarburos antes de que se puedan confinar en un área de proceso, en caso de falla de llama.
 - Dispersión de vapores tóxicos que garanticen su dilución por debajo de sus concentraciones ambientales máximas permisibles (Ej: Mechurrios que disponen vapores de hidrocarburos con altas concentraciones de H_2S , típicos de Unidades de Proceso para la producción de Azufre en un Complejo de Refinación de Petróleo).
 - Minimización del impacto de la radiación térmica generada.
9. Si son horizontales, aspectos constructivos que garanticen:
 - Fosas de confinamiento de la combustión con áreas adecuadas para una eficiente combustión
 - Piscinas de agua de mitigación de radiación
 - Sistemas de rociado de agua sobre la llama para mitigación de radiación
 - Todas las demás condiciones enunciadas para los de diseño vertical

III.8.1 Clasificación de mechurrios ⁽¹⁸⁾

Existen diferentes tipos, pero su clasificación mas general puede ser:

- Verticales
- Horizontales

Esos a su vez pueden ser:

- Mutiquemadores
- Un solo quemador

Desde el punto de vista de la combustión se clasifican en:

- A combustión completa
- Combustión libre

Los de combustión completa a su vez se sub clasifican en:

- Asistidos por aire

- Asistidos por vapor de agua
- Alta Turbulencia
- Combinados: Vapor – Alta Turbulencia

Los diseños más comunes son los que combinan los efectos de una alta velocidad de entrega de gas al quemador, junto con la inducción de aire en la llama mediante la inyección controlada de vapor de agua. En este sentido, la inyección de vapor en una de las mas eficientes, basado en los hechos de que este, además de inducir aire en la llama, ayuda a separar las moléculas de hidrógeno de los hidrocarburos, formando compuestos de oxígeno que queman a temperaturas reducidas y que impiden el craqueo y la polimerización; variables fundamentales en la generación de humo. Incluso hay teorías que afirman que el vapor reacciona con el carbono, formando monóxido de carbono que posteriormente es oxidado a dióxido de carbono, lo cual permite remover el carbono antes de que este se enfríe y forme humo.

III.8.2 Riesgos inherentes a los mechurrios

Los riesgos asociados a este tipo de equipos son de variada índole. Desde el escape de una nube de vapores tóxicos e inflamables no ignitada, hasta la generación de altos niveles de radiación térmica.

Operacionalmente hablando, los riesgos más comunes son:

1. falla de llama

La consecuencia preliminar de este evento es la posibilidad de formación de una nube de vapores no inflamados y con probabilidad de sufrir una post ignición. Esta definirá una explosión si la nube se confina o una deflagración en caso de que la ignición sea en un área abierta.

2. retroceso de llama

Implica el riesgo de una explosión interna en la chimenea ó en el cabezal del mechurrio

3. falla de purga

Incursión de aire en la chimenea con riesgo de una eventual explosión interna por formación de atmósferas explosivas.

Sin embargo, el mayor riesgo inherente a estos equipos, es la generación de altos niveles de radiación térmica, los cuales pueden promover severas consecuencias tanto sobre los equipos de un complejo industrial como en el personal de operaciones del mismo. Por ejemplo, con una radiación incidente de 2.000 BTU/h – pie², para una persona ocupacionalmente expuesta, el umbral de dolor se alcanza en 8 segundos y la formación de ampollas en la piel será una consecuencia después de 20 segundos de exposición. Con

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

estas consideraciones basadas en pruebas de laboratorio, se considera que durante un alivio de emergencia el período de exposición se encuentra alrededor de 10 segundos, considerando un tiempo de reacción de 5 segundos y 5 segundos adicionales para escapar a un área segura.

En lo que respecta a los equipos expuestos, estos deberían ser evaluados para prevenir los daños que se pudieran ocasionar sobre los materiales mayormente sensitivos a la exposición térmica (Ej: Conduits eléctricos) y las eventuales consecuencias que se pudieran manifestar como una emergencia mayor (Ej: Alta incidencia de radiación térmica sobre un tanque de almacenamiento de gasolina). En este sentido, el efecto de la radiación sobre el equipo normalmente se manifiesta como un incremento en la temperatura de piel del mismo con el tiempo de exposición. Por supuesto, a mayor radiación incidente, mayor será la temperatura. Normalmente se considera que la temperatura de equilibrio se alcanza con un tiempo de incidencia promedio de 40 minutos, lo cual; no es típico en la quema de un alivio operacional dispuesto a un mechorrio.

Existen diferentes modelos que permiten determinar la temperatura de equilibrio que se alcanza, basado en la radiación incidente sobre un equipo. En general, esa temperatura de equilibrio se determina mediante el siguiente modelo matemático, el cual considera un factor de incidencia de 50% del área expuesta ^(18,1):

$$T = 100 + IR / (3.12 + 1.24 \times 10^{-3} IR) \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

T = Temperatura de Piel alcanzada (°F)

IR = Radiación Incidente (BTU/h – pie²)

Por supuesto, si el equipo expuesto contiene un líquido estancado o fluyendo, la temperatura de alcanzada será inferior debido al efecto de enfriamiento. Usualmente, la máxima intensidad de radiación térmica permitida sobre equipos de proceso es de 3.000 BTU/h-pie². Por otra parte, la cantidad de calor absorbida por el equipo expuesto, de acuerdo con la Norma API RP 571, es la siguiente ^(1,17):

$$Q = 21000 F \cdot A^{0.82} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde:

Q = Calor Absorbido, BTU/h

A = Área humectada del equipo, pie²

F = Factor de Aislamiento, adimensional

El Factor de Aislamiento se determina mediante ^(1,18):

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

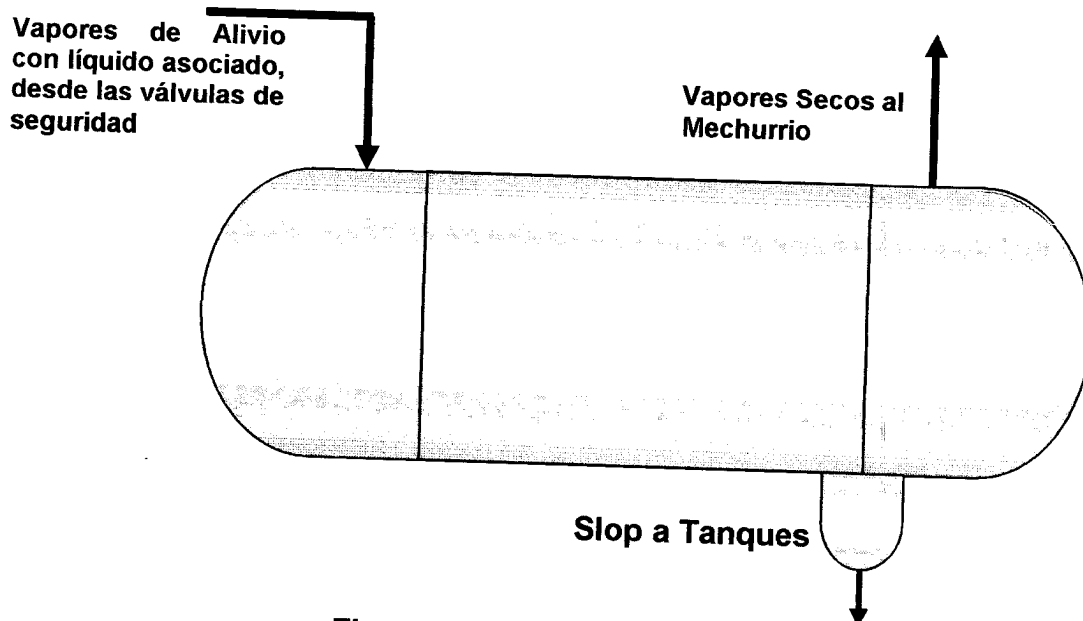


Figura III.2: Knock Out Drum Horizontal



Figura III.3: Knock Out Drums Verticales

III.8.3.2 Sistema de ignición

Estos son tableros de control donde se disponen los arreglos hidráulicos y de instrumentación, que hacen posible la ignición automática de los Pilotos del Mechurrio.

Normalmente son tableros con una tubería que transporta aire y otra que transporta gas natural. Las presiones de ambos fluidos son reguladas a patrones que oscilan entre 2 y 15 psig de presión, a objeto de realizar una mezcla mayor a la estequiométrica respecto al aire, pero que permita estar entre el límite inferior y el límite superior de inflamabilidad del gas natural. Ambas tuberías descargan a otra común, cuyo extremo se encuentra debajo de la punta de descarga de gas de los Pilotos. Una bobina en línea ignita la mezcla, produciendo la combustión y propagando la llama hasta que esta se descarga sobre la parte inferior del piloto. Dado que el Piloto es alimentado por una tubería de gas independiente, este se enciende.

Los sistemas de ignición por lo general son duales o redundantes, ya que también usan un sistema de respaldo mediante bobinas de ignición ubicadas en la punta de los pilotos. A continuación se presenta un esquema básico de un sistema de ignición de pilotos y una fotografía de un sistema real.

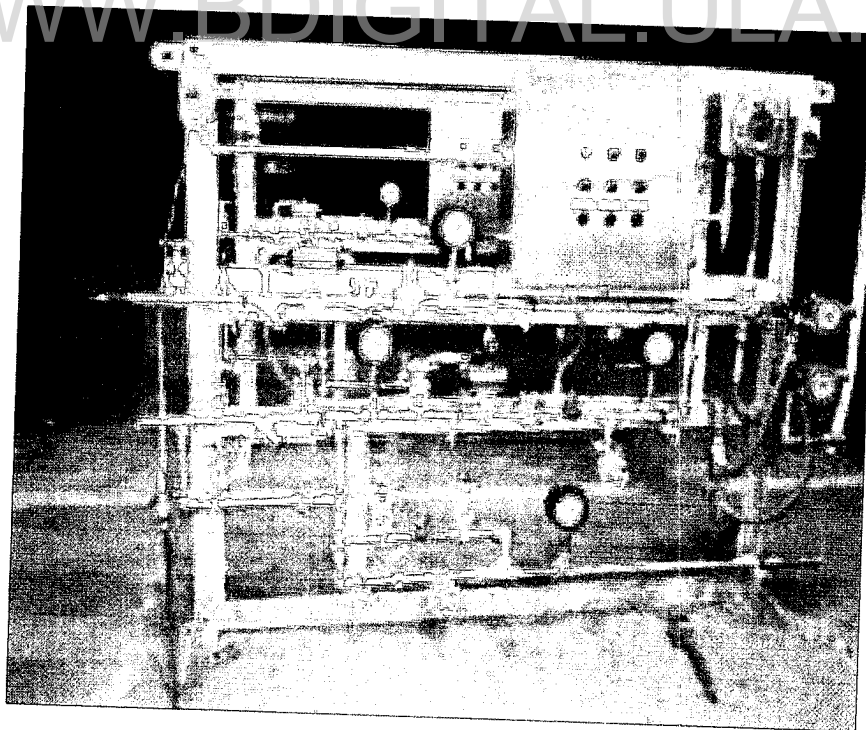


Figura III.4.1: Fotografías de un Pánel de Ignición

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

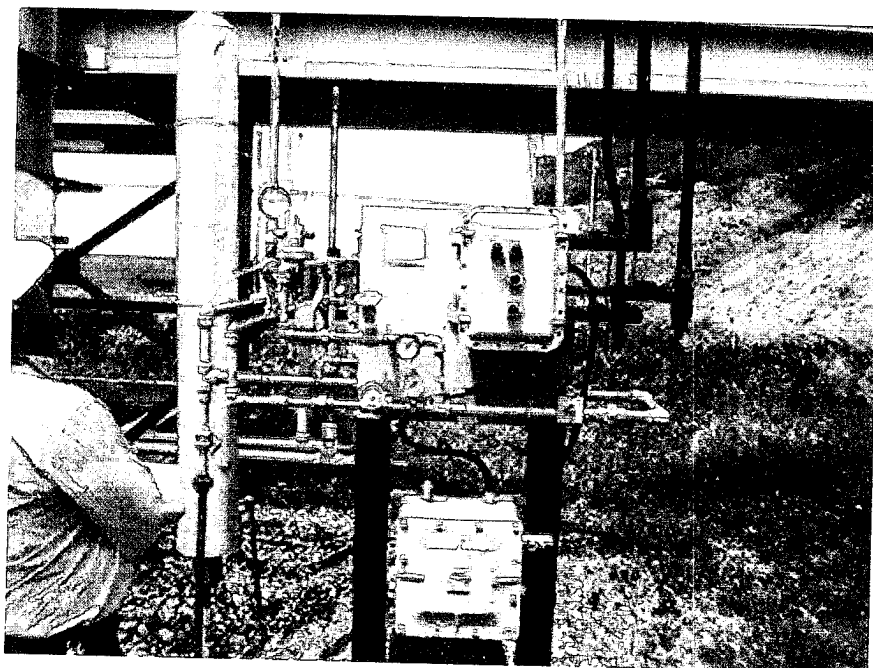


Figura III.4.2: Fotografías de un Pánel de Ignición

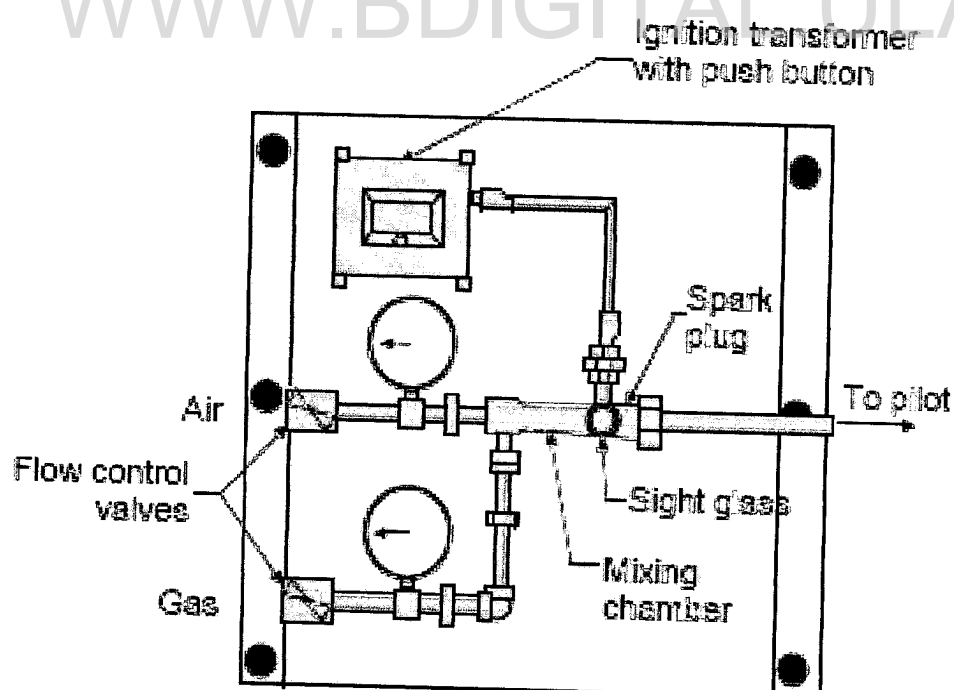


Figura III.5 Componentes del Panel de Ignición (1, 2,21)

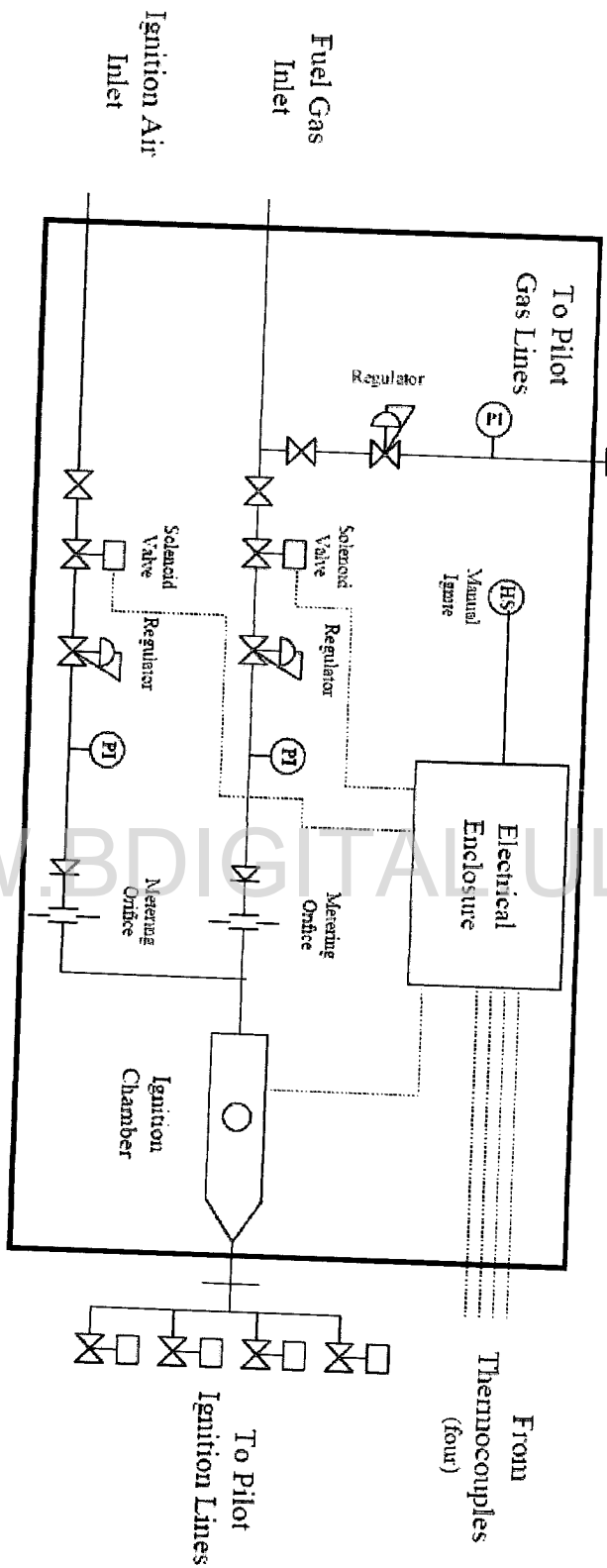


Figura III.6: Esquema Básico de un Pánel de Ignición (1,27)

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

III.8.3.3 Chimenea

Está conformada por la tubería principal de descarga de los alivios a disponer. Normalmente presentan un sello hidráulico de agua en la base, el cual permite mantener una presión mínima de purga con gas natural, en el cabezal principal de descarga del sistema de alivio. Este sello hidráulico normalmente es de 3 a 5 pulgadas de agua, y su función principal es la de evitar la incursión de aire hacia el cabezal del mechurrio.

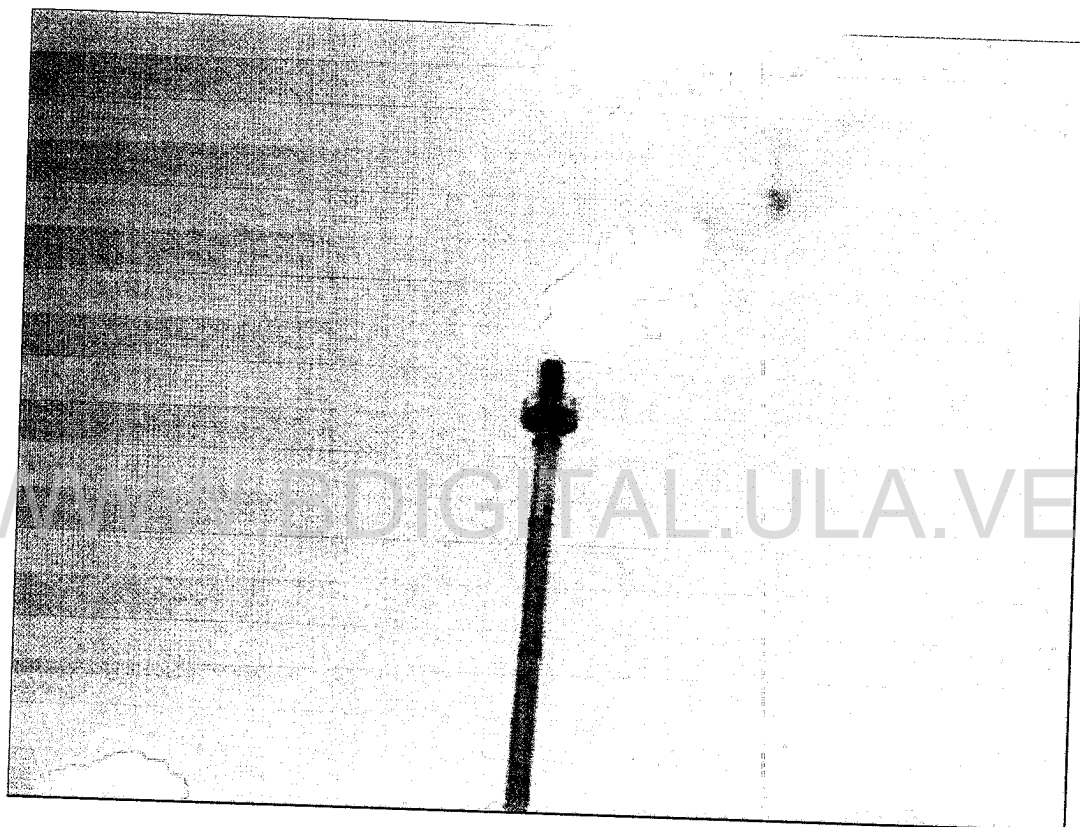


Figura III.7: Fotografía de Chimenea de un Mechurrio

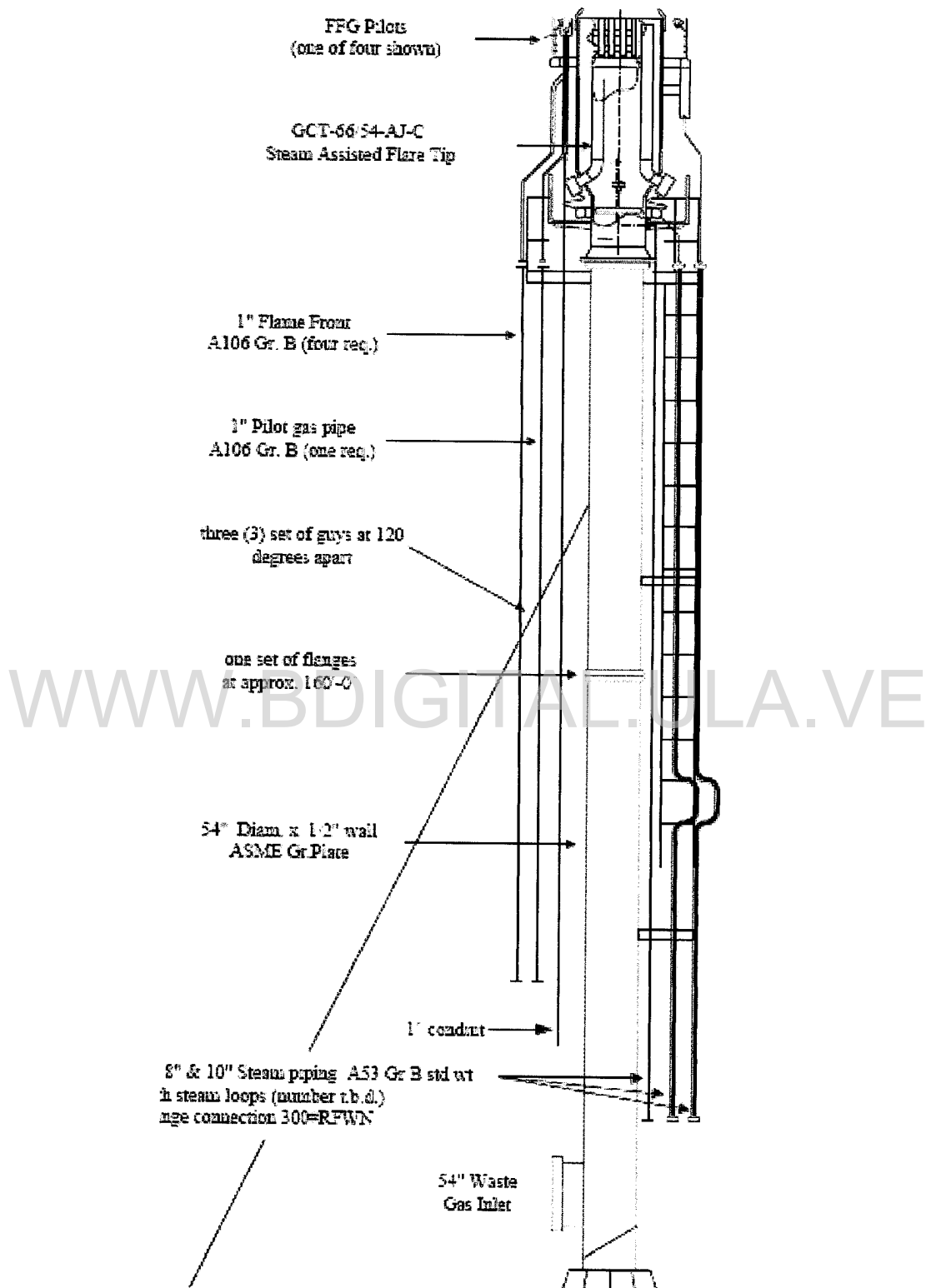


Figura III.8: Esquema de una Chimenea Típica de un Mechurrio ⁽¹⁸⁾

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
 (CC BY-NC-SA 3.0 VE)

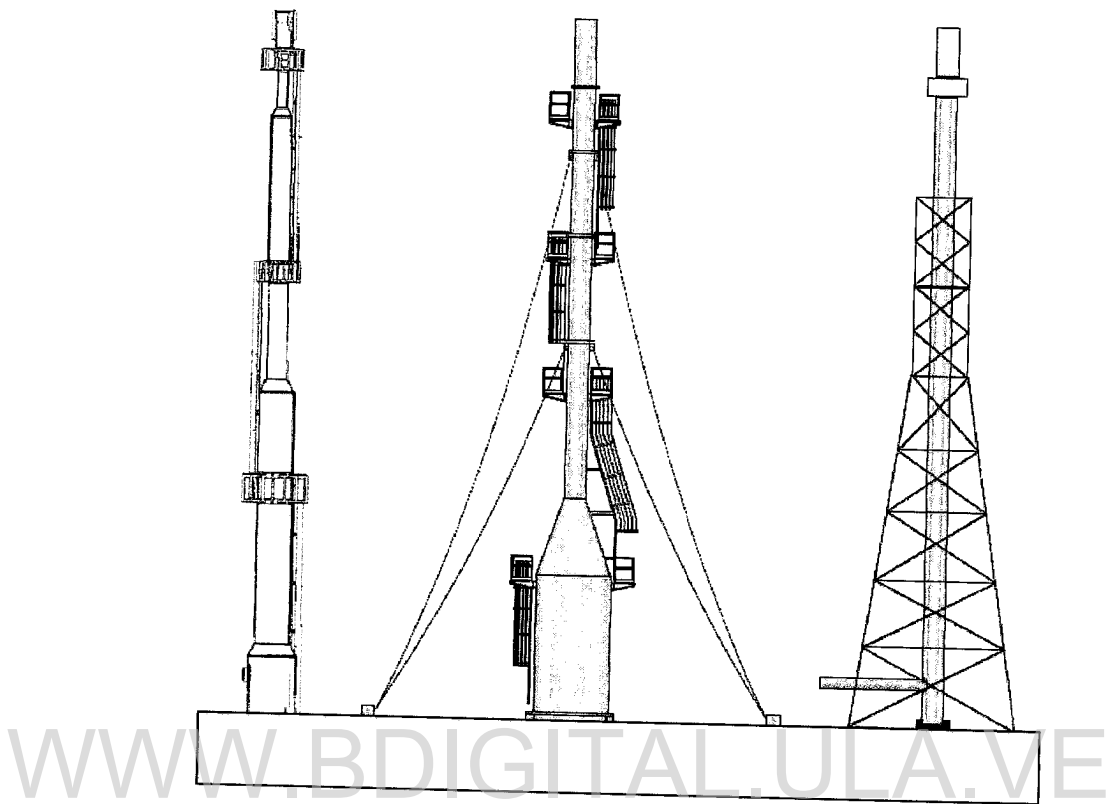


Figura III.9: Tipos de Chimenea, Anclajes y Sostenimiento ^(1,2)

III.8.3.4 Sello del quemador

Los sellos de los quemadores pueden ser moleculares ó fluídicos. Ambos tienen por misión evitar la entrada de aire a la chimenea del mechurrio, reduciendo el consumo de gas de purga. Los moleculares ofrecen una mayor protección pero tienen mayores caídas de presión que los fluídicos.

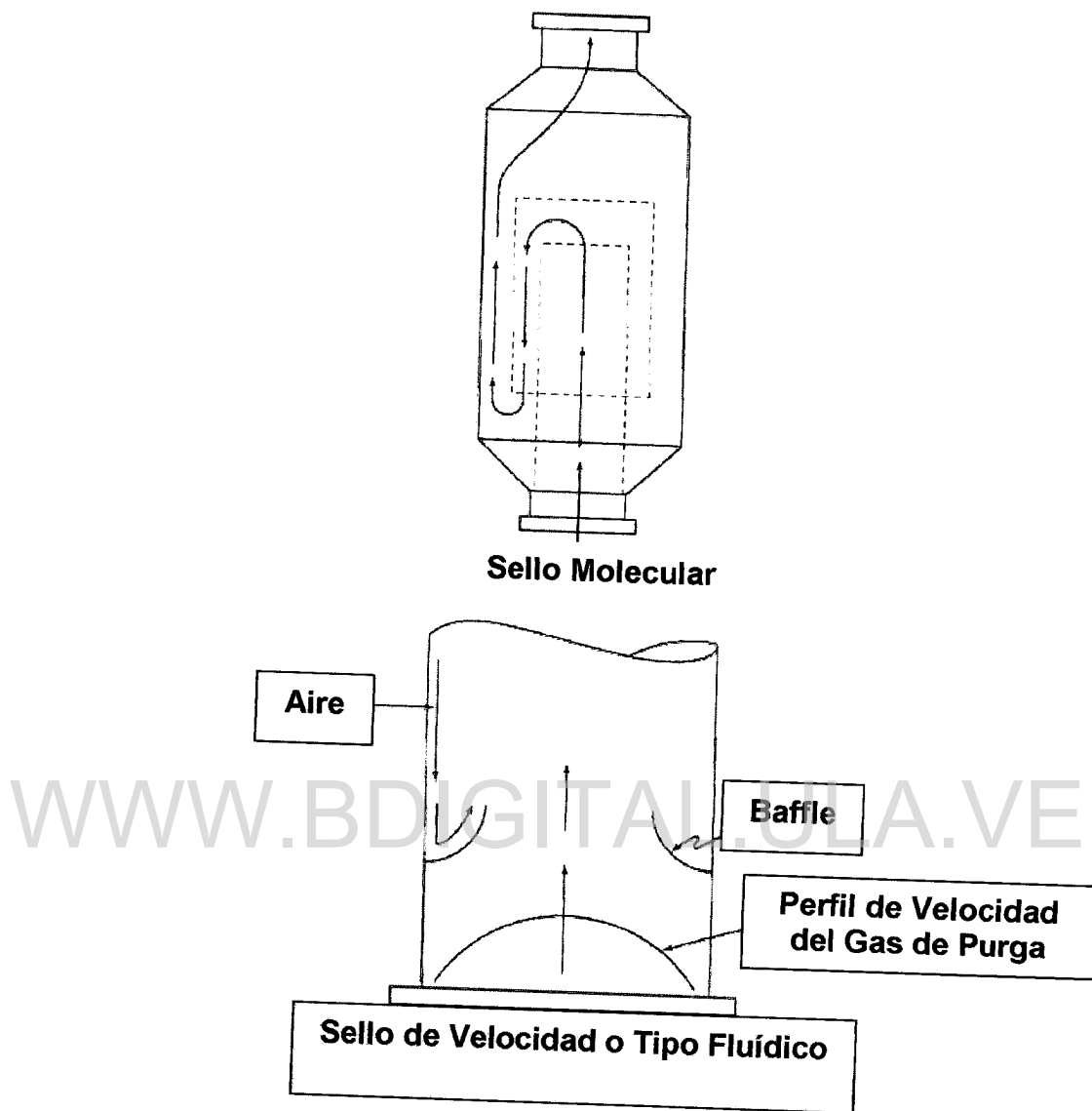


Figura III.10: Esquemas de Sellos Moleculares y de Velocidad

El sello de velocidad (Sello Fluídico) provee una obstrucción física para el aire, el cual migra a lo largo de la pared del quemador donde el gas de purga se desplaza con mayor lentitud. El cono de división invertido desvía el aire hacia la salida y hacia el centro de la chimenea donde el gas de purga se desplaza con mayor velocidad, creando un efecto vénturi. Este sello es de peso liviano, libre de mantenimiento, de auto descarga y minimiza el descenso del aire.

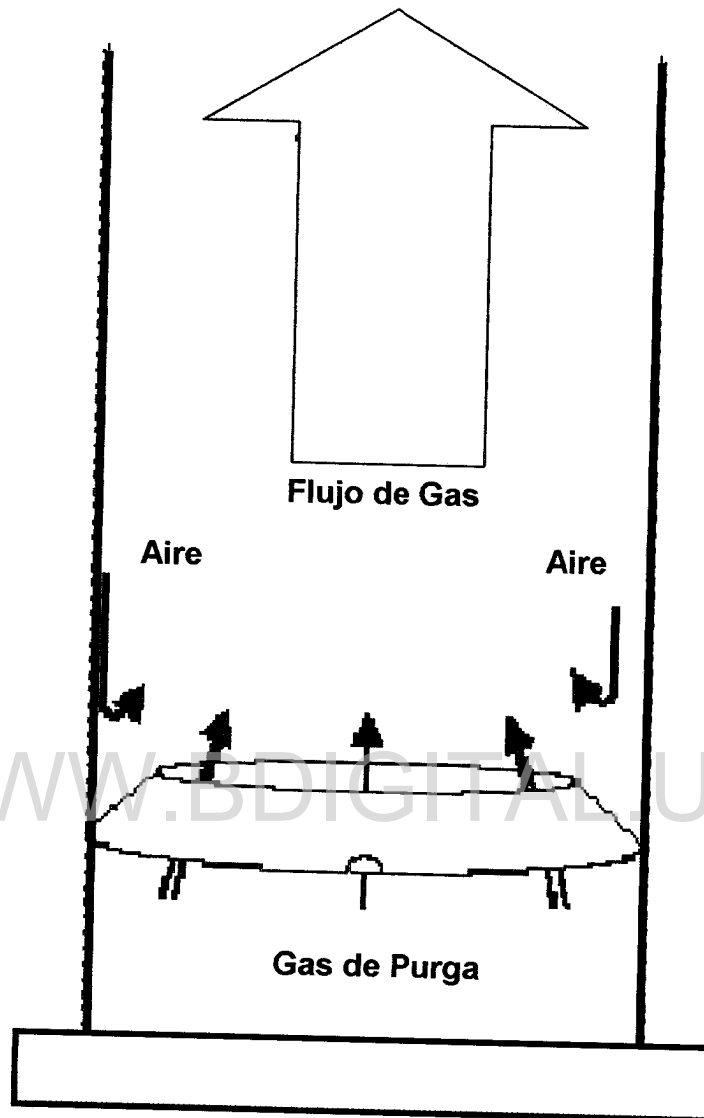


Figura III.11: Esquema de Sello de Velocidad

III.8.3.5 Quemador

Los quemadores de los mechurrios son de diferente diseño. La mayoría de ellos contiene una serie de dispositivos mecánicos tendientes a lograr una llama estable una vez que entran en operación, incluso a sus flujos mínimos de diseño. Los quemadores están dispuestos después del sello y si el mechurrio es asistido por vapor de agua durante la combustión, normalmente disponen de una a tres etapas de inyección de vapor:

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

1. Una etapa superior compuesta por una gran cantidad de atomizadores de vapor, los cuales dirigen el flujo hacia la zona de combustión primaria de la llama. Esto garantiza un efecto de mezclado entre el gas que se está descargado y quemando, con el aire ambiental inducido sobre la llama.
2. Una etapa inferior conformada por varios ductos de descarga independiente para el vapor de agua. Estos ductos están alineados centralmente con la descarga del quemador, creando una región anular por donde pasa el gas que se va a quemar. Los ductos tienen áreas de succión a la atmósfera, dispuestas en su parte inferior, donde una inyección de vapor independiente crea un efecto venturi que aspira aire ambiental, inyectando una mezcla aire – vapor de agua al centro de la llama en el quemador.
3. Una etapa central, constituida por una tubería de pequeño diámetro, la cual cubre la combustión completa a bajos flujos y mantiene atemperadas todas las partes constituyentes del quemador.

Los quemadores también disponen de pantallas o deflectores de viento para minimizar el efecto de deflexión de la llama y brindarle estabilidad, pilotos para ignitar el gas de alivio, termocouplas para monitorear el encendido de los pilotos y por último, las puntas de las tuberías de propagación de llama para el encendido de los Pilotos. A continuación se presentan esquemas de estos dispositivos:

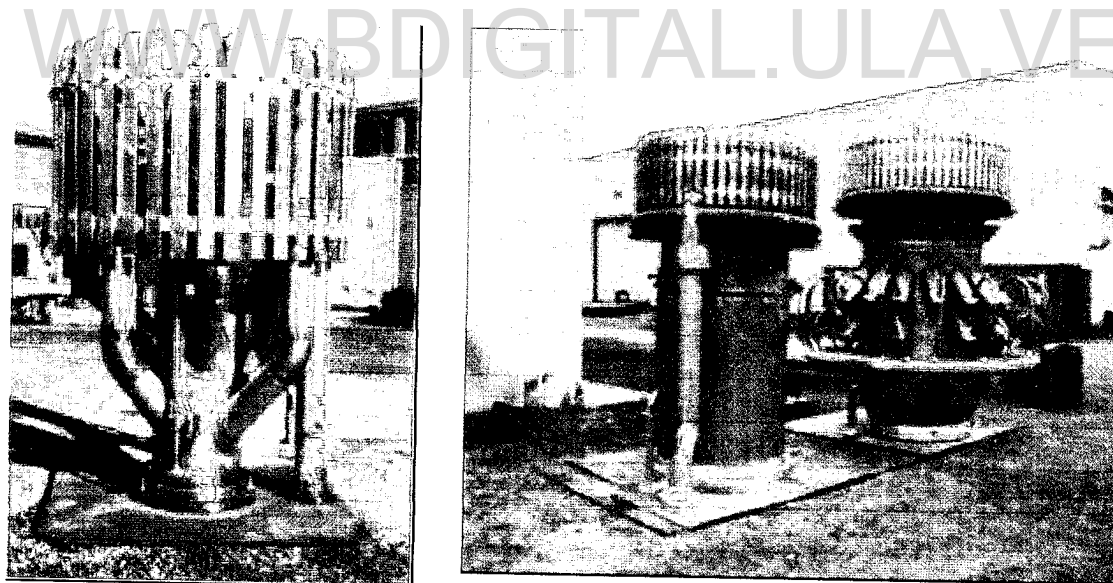
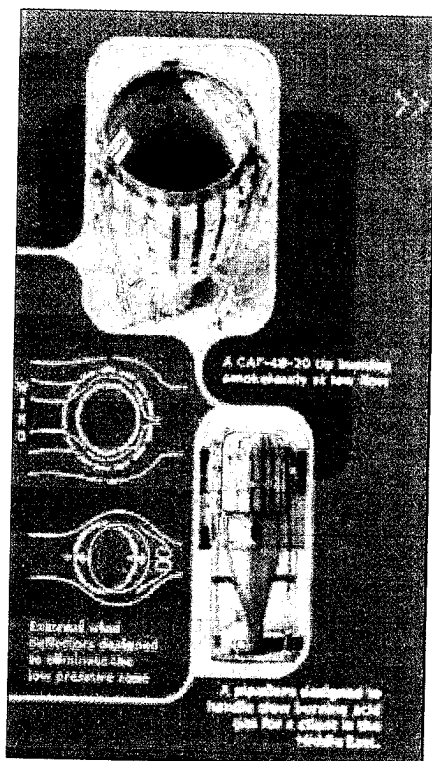


Figura III.12: Fotografías de Quemadores de Alta y Baja presión



- Los deflectores de viento correctamente diseñados rompen la zona de baja presión en la parte superior de los quemadores
- Permite que la llama se aleje del quemador
- Construido en acero inoxidable sólido
- No es posible incorporarlos en los TIP tipo Coanda

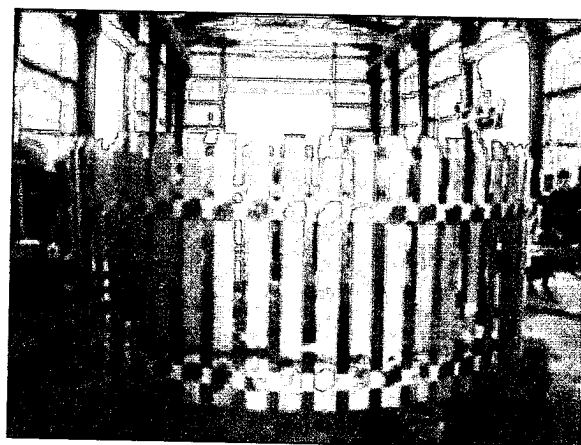


Figura III.13: Fotografías de Deflectores de Viento de los Quemadores

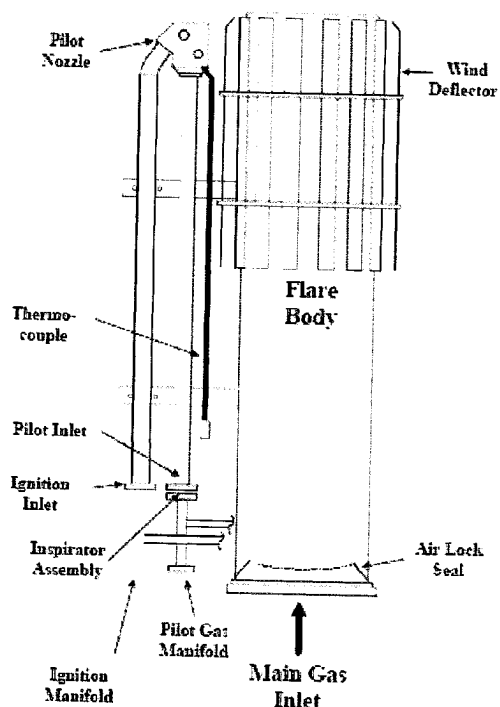


Figura III.14: Arreglo Piloto – Quemador de un Mechurrio Vertical (1,23)

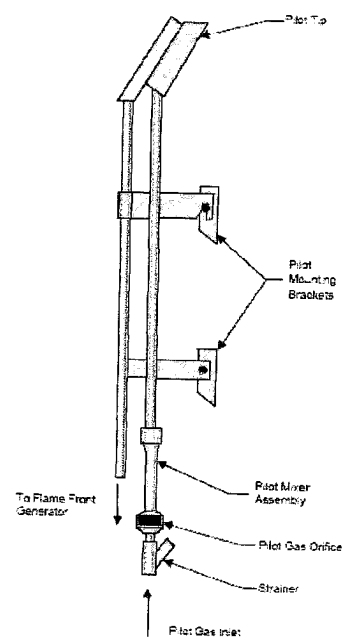


Figura III.15: Piloto de un Mechurrio Vertical (1,23)

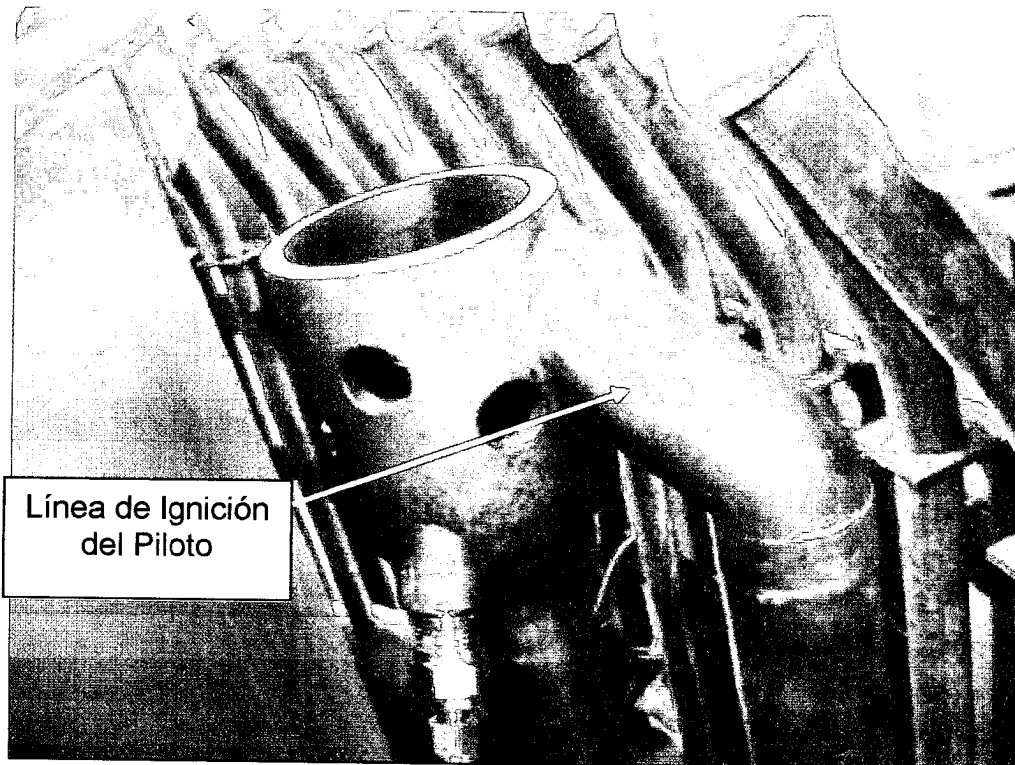


Figura III.16: Fotografía de Piloto de un Mechurrio

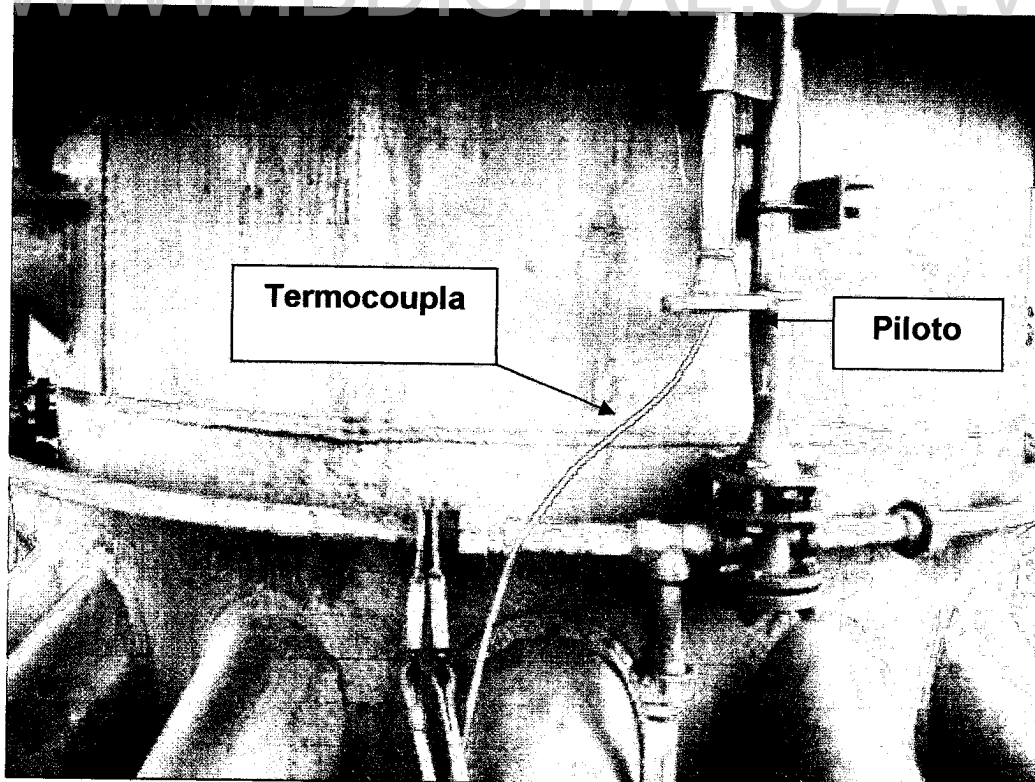


Figura III.17: Fotografía de Termocoupla del Piloto

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

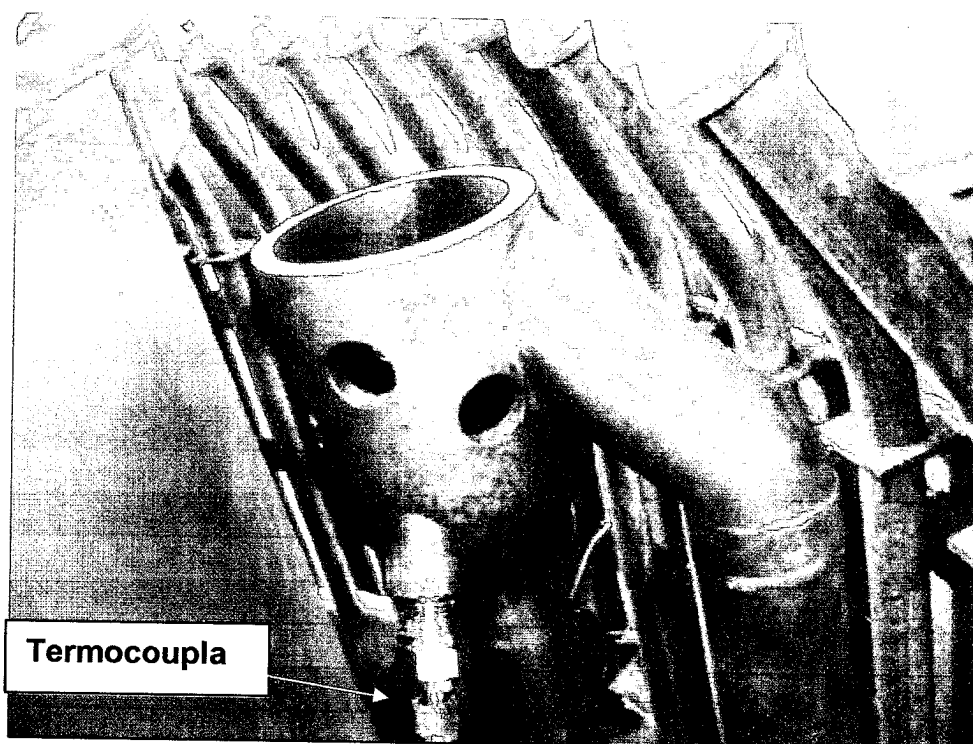


Figura III.18: Detalles del conjunto Piloto - Termocoupla

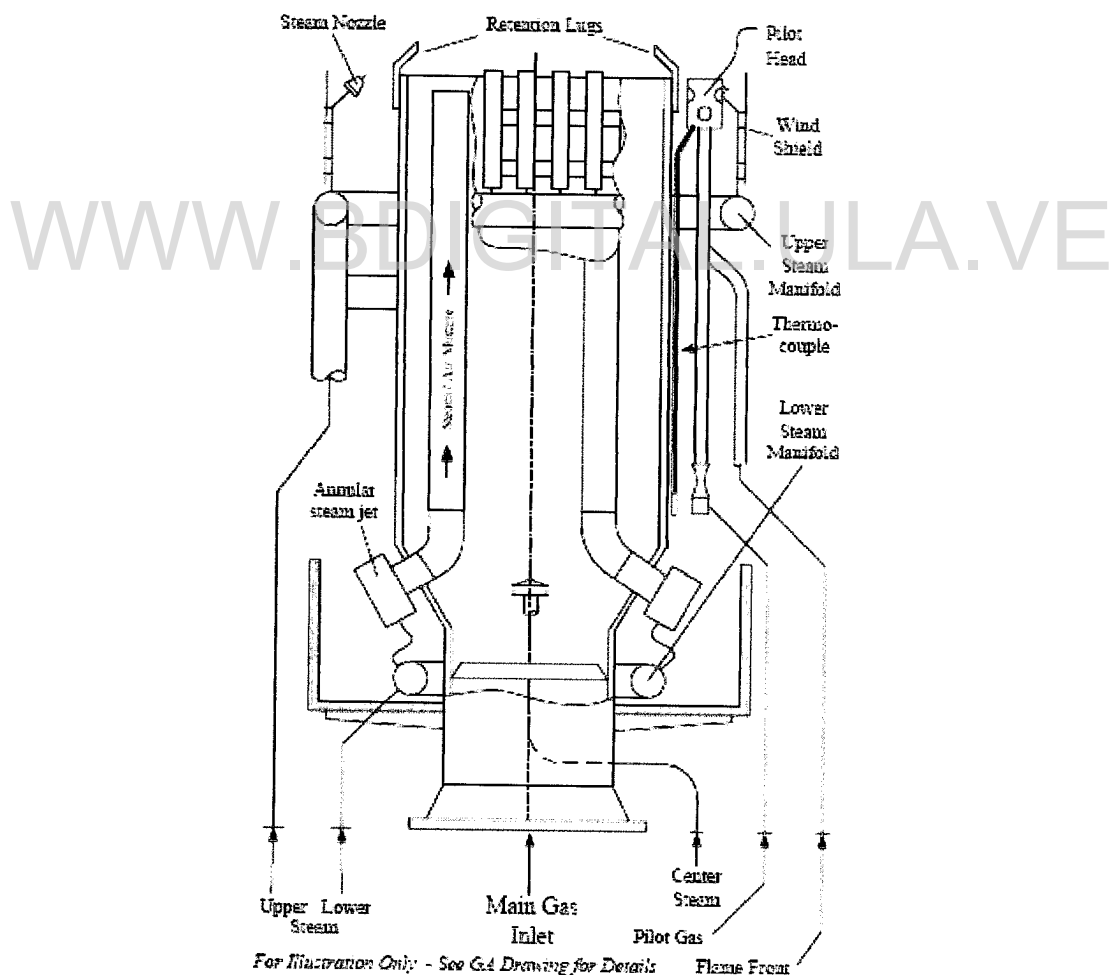
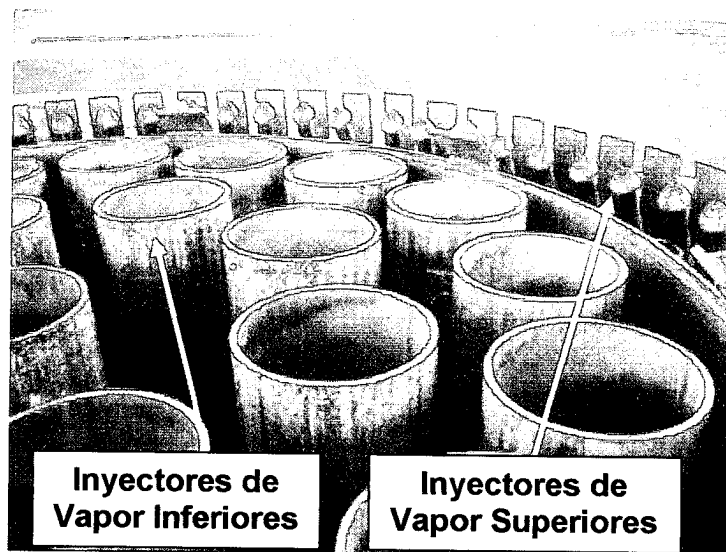


Figura III.19: Detalles de los sistemas inferiores y superiores de inyección de Vapor^(1,23)

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

III.8.3.6 Sello hidráulico del mechurrio

Los sellos hidráulicos se utilizan para minimizar el gas de purga que se consume en el Mechurrio. Estos se ubican en la base del Mechurrio ó a nivel de los tambores separadores gas – líquido (Knock Out Drums). Mantienen presurizado todo el cabezal principal de recolección de alivios del Mechurrio, garantizando que bajo ninguna circunstancia el aire incursionará en este.

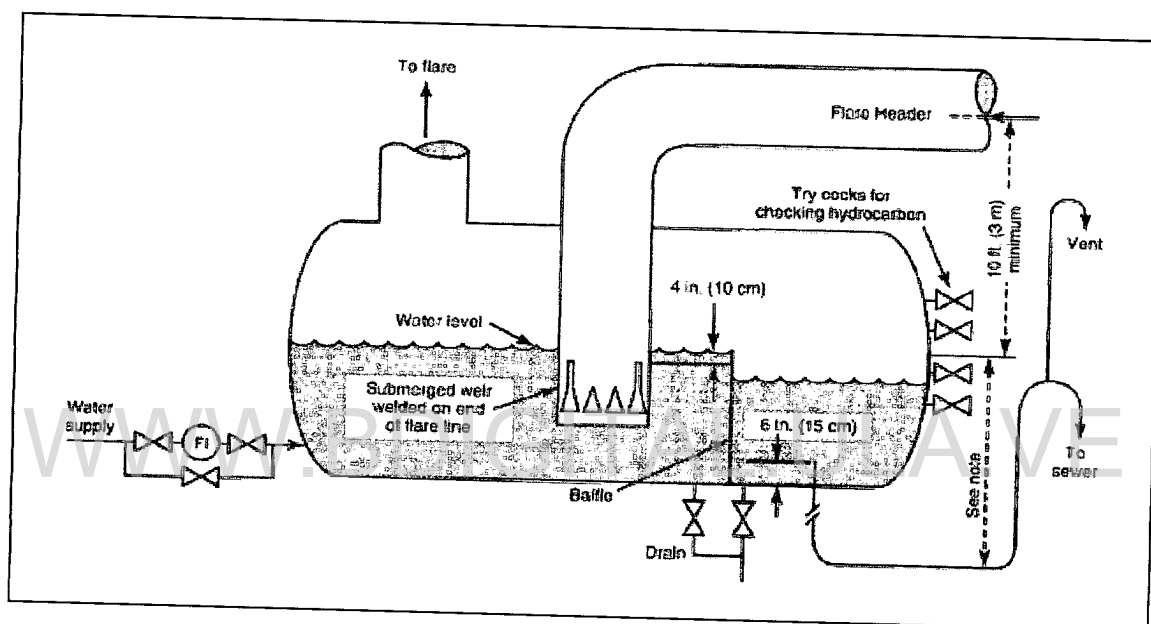


Figura III.20: Sello Hidráulico Horizontal ^(1,2)

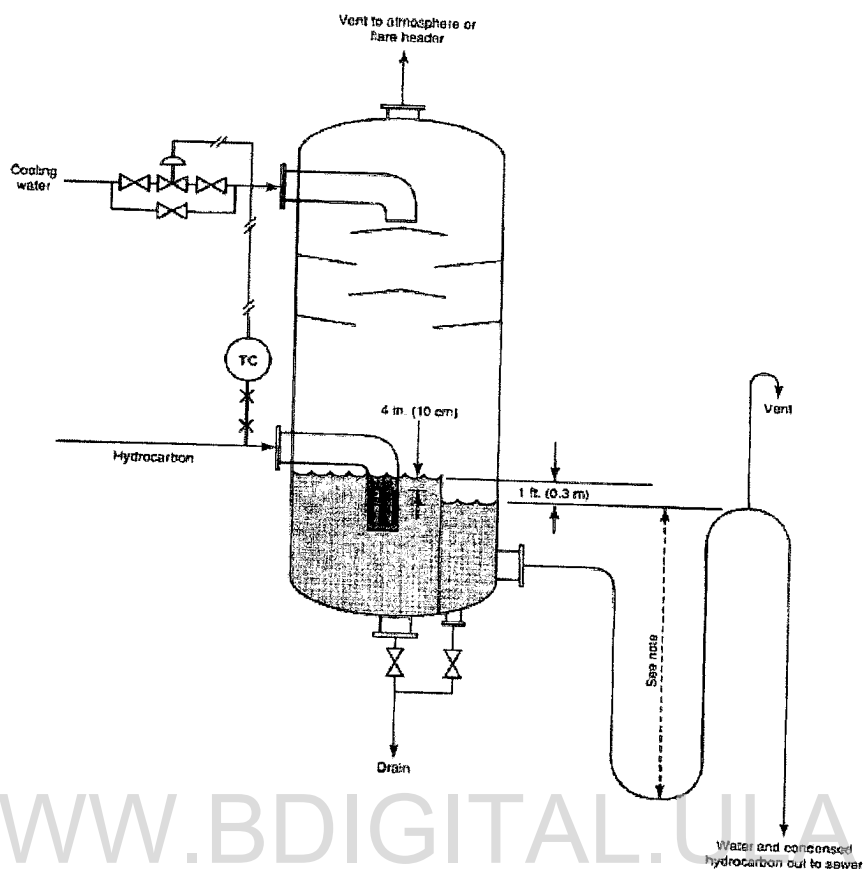


Figura III.21: Sello Hidráulico Vertical (1,2)

III.8.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA MECHURRIOS VERTICALES

III.8.4.1 Consideraciones hidráulicas

Existen muchos modelos matemáticos que son usados para la determinación de las variables críticas de diseño de un Mechurrio vertical (Diámetro, Altura); las cuales a su vez también definen los modelos matemáticos que permiten estimar la radiación generada y la fracción de radiación incidente sobre el entorno. Normalmente, los nuevos diseños consideran que la velocidad tanto en los cabezales de recolección de alivios como en la Chimenea del Mechurrio, no debe exceder de 70% de la velocidad sónica, a objeto de evitar ruido excesivo, alta vibración y excesivas pérdidas hidráulicas. Por otra parte, el diámetro de la chimenea de un Mechurrio, se recomienda esté en concordancia con un Número de Mach entre 0.2 y 0.5, ya que este rango es el que garantiza una mínima estabilidad de la llama ($Mach = 0.2$) por una parte, y una máxima velocidad de salida del gas que garantice una máxima turbulencia en el flujo que a su vez pueda inducir aire ambiental a la punta del quemador,

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

con la finalidad de hacer este mas eficiente en cuanto a la combustión completa de los alivios que se van a quemar.

El Número de Mach se determina mediante el siguiente Modelo Matemático ⁽¹⁸⁾ :

$$M = 1.336 \times 10^{-5} (W / P_1 \cdot A) (Z \cdot T / M_w)^{0.5} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde:

M = Número de Mach, adimensional

W = Flujo Másico, Lbm/h

T = Temperatura del gas, °R

A = Área transversal al flujo, pie²

M_w = Peso Molecular del Gas

Z = Factor de Compresibilidad, adimensional.

P₁ = Presión de Descarga o Salida del gas, psia

Para determinar la Caída de Presión en la Chimenea del Mechurrio, normalmente se emplea cualquiera de los modelos matemáticos disponibles para flujo compresible, teniendo en cuenta que a la pérdida hidráulica por tubería recta (h_f), se le deberá añadir las pérdidas por los accesorios que se especifican a continuación:

Accesorio en Chimenea	Porcentaje de Pérdida Hidráulica adicional
Quemador	1 h_f
Sello Molecular	3.5 h_f
Sello Fluídico	0.35 h_f
Sello Líquido en Base de Chimenea	Presión de la Columna Hidrostática del Sello
Entrada a la Chimenea	0.7 h_f

Tabla III.6: Pérdida Hidráulica en Accesorios del Mechurrio

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

III.8.4.2 Criterios de diseño (1, 2, 6, 16, 18)

El diámetro del Mechurrio normalmente se dimensiona con base a una velocidad de 0.5 Mach para flujos picos o máxima capacidad instalada que tendrá el sistema de alivio; y 0.2 Mach para condiciones de flujo mínimo. Esto permite lograr una adecuada velocidad de descarga del gas en el quemador, lo cual además de brindar estabilidad a la llama, minimizará el consumo de vapor de agua si el diseño es para combustión completa. Por tanto, el diseño normalmente se rige por el flujo mínimo de operación, pues aunque esto implica el mayor diámetro, es la condición que garantiza que en el flujo pico, la velocidad no supere la del sonido y se creen excesivas condiciones de ruido, vibración y pérdida hidráulica.

Cuando se diseña un Mechurrio para un flujo de alivio dado con un criterio de velocidad de descarga del gas de 0.2 Mach, las variables fundamentales pueden arrojar los siguientes resultados:

Diámetro = 0.46 metros

Altura de Chimenea = 33.7 metros

Pero si para las mismas condiciones de operación se diseña bajo un criterio de una velocidad de descarga para el gas de 0.5 Mach, las variables fundamentales muestran los siguientes resultados:

Diámetro = 0.29 metros

Altura de Chimenea = 27.7 metros

Obviamente, la lógica de diseño nos dice que debemos diseñar para que cuando se produzca el máximo flujo de alivio esperado, la velocidad de descarga de gas en el quemador sea de 0.5 Mach. No obstante, se deberá revisar que para el flujo mínimo esperado, la velocidad encontrada esté por encima de 0.2 Mach; pues esto se traducirá en economía y seguridad.

Existen muchos modelos matemáticos que se han desarrollado para el dimensionamiento de mechurrios, entre los cuales podemos nombrar los siguientes:

- La Norma API RP 521: Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems y sus actualizaciones
- La norma API 931: "Manual on Disposal of Refinery Wastes"
- Los estudios realizados por Brzustowski and Sommer Jr., denominados: Predicting Radiant Heating from Flares
- Los ensayos realizados por Oenbring and Sifferman, denominados: Flare Design Based on Full-Scale Plant Data
- Las investigaciones adelantadas por R. E. Schwartz, denominadas: Environmental Factors Versus Flare Application

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

- Las experimentaciones llevadas a cabo por G. R. Kent: Find Radiation Effect of Flares and Practical Design of Flare Stacks
- Los modelos desarrollados por la GSPA (Gas Processors Suppliers Association) de Estados Unidos de Norteamérica
- Los estudios llevados a cabo por S. H. Tan, sintetizados en su Artículo: Flare System Design Simplified

Estos estudios, han servido como base para la preparación de gran cantidad de software especializado relacionado con el tema, los cuales sirven para predecir los niveles de radiación térmica que emitirá un Mechurrio bajo determinadas condiciones de operación, así como para su diseño y evaluación. En este sentido, especialistas en el área de Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA), también han desarrollado sus propios programas de cálculos, orientados hacia la determinación de las **Consecuencias** de los eventos asociados. Dentro de estos destacan los desarrollados por Quets Consultants Inc., cuyo producto es el software denominado CANARY; y los comercializados por Technica Software Products, cuyo exponente comercial es el software Phast and Micro.

Sin embargo, en 1.996, el Departamento de Investigaciones y Desarrollo de John Zink Company Corporation (Tulsa – Oklahoma), realizó un estudio al que denominó: **A critical review of Flare Radiation Prediction** ⁽⁶⁾; el cual fue presentado en el Annual Loss Prevention Symposium of the American Institute of Chemical Engineers. Las bondades de este estudio se fundamentaron en la comparación de todos los métodos desarrollados para el diseño y evaluación de mechurrios, así como en una revisión y justificación teórica práctica de los fundamentos bajo los cuales fueron desarrollados. Esto condujo al desarrollo de lo que se podría llamar “**Una Mejor Práctica para el Dimensionamiento de Mechurrios**”, cuyos resultados fueron posteriormente evaluados mediante mechurrios pilotos durante dos años de ensayos e investigaciones. Este estudio, por su importancia, se presenta en el Anexo I.

Por esta razón, y debido a las limitaciones ya mencionadas para la realización del presente trabajo, a fin de cumplir los objetivos propuestos, se utilizarán los modelos matemáticos desarrollados por John Zink Company, a objeto de determinar los impactos de la radiación térmica generada por los mechurrios sometidos a investigación; y cuyas ecuaciones fundamentales se exponen a continuación:

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

1. Diámetro del Mechurrio

- Se determina la velocidad sónica (V_s)

$$V_s = 223 (K \cdot T / M_w)^{0.5}$$

(Ecuación 6)

Donde:

V_s = velocidad sónica, pie / seg

$K = C_p / C_v$

T = Temperatura del gas, °R

- Se determina la velocidad de salida del gas (V_o)

$$V_o = (NM) \cdot V_s, \text{ con } V_o \text{ en pie/seg}$$

(Ecuación 7)

Donde:

NM = Número de mach, adimensional.

- Se calcula el flujo volumétrico actual de gas (ACFS)

$$ACFS = (379 \cdot W \cdot T) / (3600 \cdot M_w \cdot 520)$$

(Ecuación 8)

Donde:

M_w = Peso molecular del gas

T = Temperatura en °R

W = Flujo másico, Lbm/h

- El diámetro del mechurrio (DM) será:

$$DM = 12 (ACFS / 0.785 V_o)^{0.5}$$

(Ecuación 9)

Donde, DM se obtiene en pulgadas

2. Altura de la Chimenea

Esta normalmente se fundamenta en intensidad de calor radiada por la llama y se determina mediante:

$$K = (\tau \cdot F \cdot Q) / (4 \cdot \pi \cdot D^2) \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde:

K = Intensidad de Radiación, BTU/h.pie²

τ = Fracción de calor irradiado que es transmitido a través de la atmósfera ó radiación transmitida, adimensional

F = Fracción de calor liberado que es irradiado, adimensional

Q = Calor total liberado, BTU / h.

D = Distancia entre el centro de la llama y el punto a nivel del suelo donde se determinará la intensidad de radiación, pies.

Las Figuras que se muestran a continuación, referencian las dimensiones básicas de la estimación:

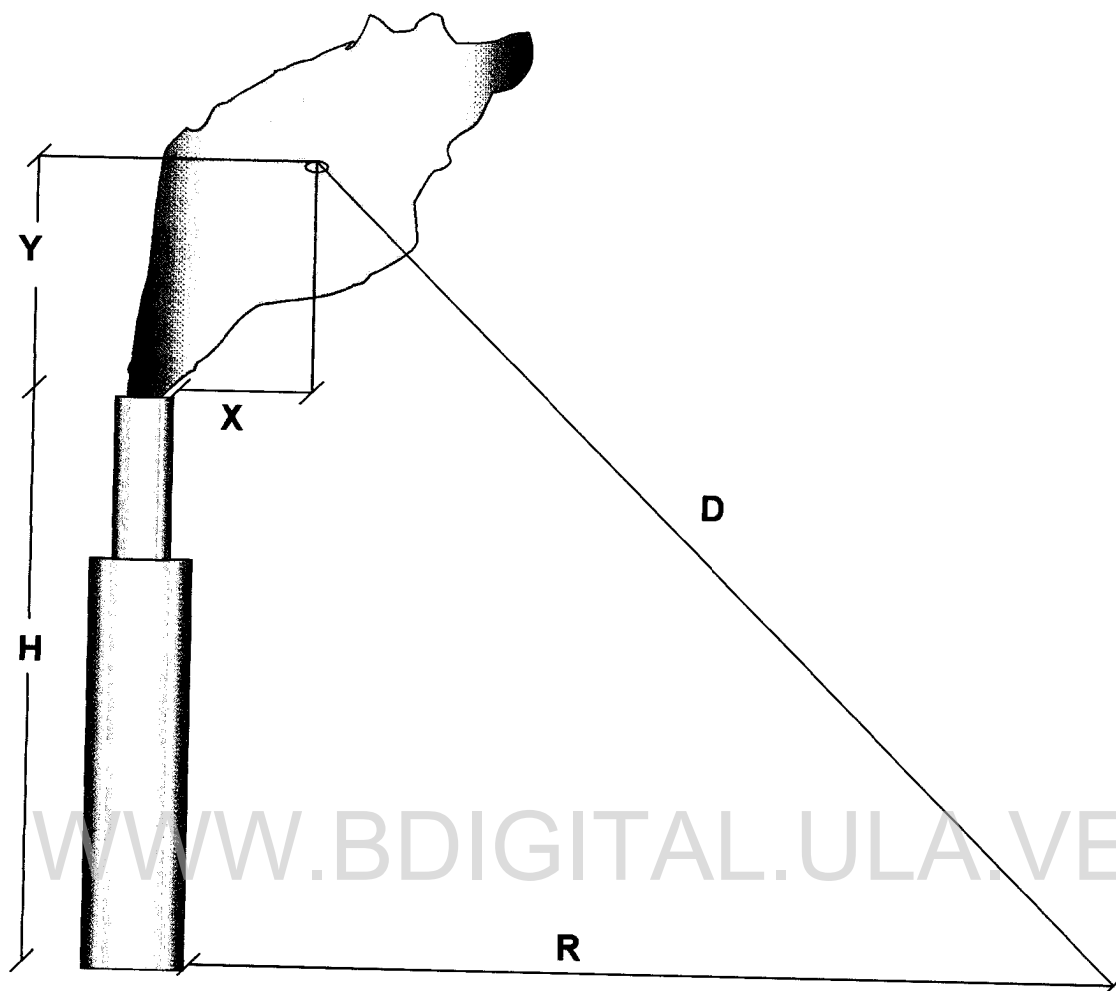


Figura III.23: Esquema fundamental de las Dimensiones Básicas consideradas en la determinación de la Radiación Térmica

La intensidad de calor transmitida (τ), corrige el efecto de absorción de calor por la atmósfera para distancias entre 100 y 500 pies; y se determina mediante:

$$\tau = 0.79 (100/HR)^{0.0625} (100/D)^{0.0625} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde HR = Humedad relativa expresada en porcentaje (%)

La fracción de calor liberado que es irradiado (F), se determina mediante:

$$F = 0.2 (LHV/900)^{0.5} \quad (\text{Ecuación 12})$$

Donde:

LHV = Low Heating Value ó Poder Calorífico Inferior del Gas, BTU/SCF

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Sin embargo, también se puede usar la siguiente correlación, la cual ofrece resultados similares,

$$F = 0.048 (Mw)^{0.5} \quad (\text{Ecuación 13})$$

El Calor Liberado se determina mediante,

$$Q = (SCFH) \cdot (LHV) \quad (\text{Ecuación 14})$$

Donde:

Q = Energía ó calor liberado en BTU/h

$SCFH$ = Flujo volumétrico a condiciones estándar, Pie^3/h

También se puede determinar, mediante:

$$Q = W \cdot LHV \quad (\text{Ecuación 15})$$

Donde:

W = Flujo másico en Lbm / H

LHV = Poder Calorífico Inferior, Btu/Lbm

La longitud de la llama se determina mediante:

$$L_f = Q^{0.46} / 114 \quad (\text{Ecuación 16})$$

Donde:

Q = Calor Liberado en BTU/h

L_f = Pies

Si el mechorrio es asistido por aire, la ecuación de la longitud de la llama se modifica a:

$$L_f = Q^{0.46} / 228 \quad (\text{Ecuación 17})$$

Si el mechorrio es asistido por vapor, la ecuación de la longitud de la llama se modifica a:

$$L_f = Q^{0.46} / 176 \quad (\text{Ecuación 18})$$

Las coordenadas del centro de la llama (Y_c , X_c), se determinan mediante los siguientes modelos matemáticos:

$$Y_c = 0.25 \cdot a \cdot L_f \quad (\text{Ecuación 19})$$

$$X_c = 0.35 \cdot b \cdot L_f \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde "a" y "b" son factores de corrección para la incidencia del viento y se determinan mediante:

$$a = V_o / [0.7 (V_o + 10 V_w)] \quad (\text{Ecuación 21})$$

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

$$b = 0.7 + (V_o / 75V_w) \quad (\text{Ecuación 22})$$

Donde:

V_o = velocidad de salida del gas, pie / seg

V_w = velocidad del viento, Millas/h

a y b, adimensionales

La distancia entre el centro de la llama y el punto de estudio se determina mediante:

$$D^2 = (H + Y_c)^2 + (R - X_c)^2 \quad (\text{Ecuación 23})$$

Donde:

H = Altura total del mechurrio, pies

R = Distancia horizontal entre la base del mechurrio y el punto de estudio, pies.

Por tanto se cumple que en la base del mechurrio:

$$D = H + Y_c \quad (\text{Ecuación 24})$$

Mechurrios de Combustión Completa

Normalmente los mechurrios no se dimensionan para que la combustión sea completa al 100% de su capacidad instalada ó de diseño, ya que ésto ameritaría el uso de excesivas cantidades de vapor. Lo más común es diseñarlos para que sean a combustión completa para un 25% de su capacidad instalada por diseño.

La cantidad de vapor a inyectar se determina con base a la composición físico química del gas de alivio y para los gases típicos de Refinería, estas relaciones están tabuladas como un radio de la Relación Másica Vapor / Gas. Así por ejemplo, para el Propano; la relación es de 0.25, lo cual implica:

$$R = \text{Flujo másico de vapor de agua} / \text{Flujo másico de gas} \quad (\text{Ecuación 25})$$

Si $R = 0.25$, entonces:

$$\text{Flujo másico de vapor requerido} = 0.25 \times \text{Flujo másico de gas} \quad (\text{Ecuación 26})$$

No obstante, existen correlaciones especificadas de acuerdo con el tipo de hidrocarburo, las cuales se muestran a continuación:

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Tipo de Hidrocarburo	Correlación
Parafínico	$W_{\text{vapor}} = W_{\text{parafinas}} (0.49 - 10.8 / Mw)$
Olefínico	$W_{\text{vapor}} = W_{\text{olefinas}} (0.79 - 10.8 / Mw)$
Aromático	$W_{\text{vapor}} = W_{\text{aromáticos}} (0.87 - 10.8 / Mw)$
General	$W_{\text{vapor}} = W_{\text{Hidrocarburos}} (0.68 - 10.8 / Mw)$

Tabla III.7 Relaciones para estimar el flujo de vapor de agua requerido para la combustión completa de una corriente de vapores de hidrocarburos

III.9 DISPERSIÓN DE GASES Y VAPORES ⁽¹²⁾

Otro evento a considerar es el escape de una nube de hidrocarburos inflamables debido a falla de los sistemas de ignición de los mechorrios (pilotos del quemador apagados). En este caso, se liberará a la atmósfera circundante una masa de hidrocarburos que dependerá de la tasa o flujo másico del alivio, así como del tiempo de duración del alivio.

El estudio de este tipo de eventos, no aplica para el presente trabajo, ya que las tasas de alivio serán controladas por el personal de operaciones y se mantendrán fijas mientras se realice la prueba de puesta en marcha de los mechorrios. Sin embargo, se considerará la eventualidad del error humano y se evaluará la formación de una atmósfera inflamable dentro del área de estudio, para un alivio con una duración típica de 10 minutos. En este caso se determinarán las distancias horizontales y verticales que definen los límites inferior y superior de inflamabilidad para la nube de vapores de hidrocarburos formada. De esta forma, se tendrá un criterio para establecer si la dispersión ocurre antes de alcanzar las áreas de riesgo consideradas o si por el contrario, las áreas de riesgo son alcanzadas por la nube de vapor en una condición de inflamabilidad (es decir, con una concentración para el hidrocarburo aliviado en el aire, que se encuentre dentro de los límites superior e inferior de inflamabilidad).

Cuando una descarga de una corriente comprimida de vapores de hidrocarburos es aliviada a la atmósfera, normalmente se forman mezclas inflamables de los vapores con el aire, aguas abajo del punto de descarga y en la dirección del viento. Bajo la mayoría de las circunstancias en las cuales ocurren estos alivios a partir de una chimenea ó de una válvula de seguridad que alivia a la atmósfera, la zona de inflamabilidad estará confinada dentro de

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

la forma de la nube y el punto de descarga de la emisión. Dependiendo de la velocidad de descarga del alivio, de su temperatura y de la velocidad del viento predominante a nivel del punto de descarga, la formación de la nube inflamable será dominada por los efectos de flotabilidad ó los efectos (fuerzas) de momento (disipación de energía por alta velocidad de descarga) generados por una alta velocidad de descarga. Bajo esta última condición, la velocidad de mezcla del aire con los gases de la emisión será muy alta, lográndose un efecto inmediato de dilución que normalmente evita la formación de mezclas inflamables. Normalmente, esto ocurre si el Número de Reynolds determinado en el punto de descarga es mayor que la relación:

$$K = 1,54 \times 10^4 (\rho_j / \rho_\infty) \quad (\text{Ecuación 27})$$

Donde:

ρ_j = Densidad del gas en la salida de la chimenea a la temperatura de descarga

ρ_∞ = Densidad del aire atmosférico a las condiciones meteorológicas prevalecientes en la zona.

Entonces, si $Re > K$, no existe la posibilidad de que se formen nubes de vapores inflamables.

Por otra parte, los ensayos experimentales han demostrado que para velocidades de descarga de la emisión inferiores a 40 pie/seg o para relaciones de:

$$V_j / V_\infty < 10$$

Donde,

V_j = Velocidad de descarga de la emisión ó alivio

V_∞ = Velocidad del viento a la altura de la emisión

Las nubes inflamables si tienen alta probabilidad de formarse. No obstante, para altas velocidades de descarga ($\geq$ de 40 pie/seg) y velocidades de viento ($\leq$ 10 pie/seg), la distancia vertical a la cual la mezcla encuentra su límite inferior de inflamabilidad es de 120 veces el diámetro de la tubería de descarga.

Normalmente, cuando vapores de hidrocarburos son diluidos con aire a niveles de 3 % en peso, la mezcla resultante estará por debajo del límite inferior de inflamabilidad. Para el Gas Natural con mas de 80% de Metano, el límite inferior de inflamabilidad ocurre exactamente cuando la concentración del metano en el aire es de 3 % en peso ó de 5 % en volumen.

Sin embargo, cualquier estudio de dispersión dirigido a determinar los niveles de riesgo respecto a la formación de nubes inflamables, deberán ser

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

realizados de acuerdo con los modelos de dispersión desarrollados para tal fin, de acuerdo con lo expuesto por la Norma API RP521 ó en la Norma PDVSA 90616.1.20 sobre Cálculos de Dispersión.

Por tanto, existen dos metodologías para realizar el estudio. La primera de ellas es la expuesta en la Norma API RP 521, la cual permite determinar la distancia horizontal y vertical donde la nube de vapores inflamables alcanza su límite inferior de inflamabilidad y por tanto desde ese punto en adelante ya no existe riesgo de ignición de la misma, debido al efecto de dilución o dispersión ambiental del gas aliviado. En este sentido, los principios de dispersión atmosférica determinan la velocidad de dilución y la distancia a la cual se alcanzarán las condiciones de inflamabilidad.

Para realizar este tipo de evaluación, se requiere conocer:

- La velocidad y temperatura de salida del gas de la chimenea del mechorrio
- El peso molecular del gas aliviado
- El flujo másico aliviado
- Las condiciones meteorológicas prevaientes
- La elevación a la cual la emisión entre a la atmósfera

III.9.1 Cálculo típico

Se determina el cociente entre la velocidad del viento (V_{∞}) predominante en la zona y la velocidad de descarga del gas aliviado en el mechorrio (V_j)

$$\text{Radio de Velocidades} = V_{\infty} / V_j \quad (\text{Ecuación 28})$$

Se determina la relación

$$R = D_j (\rho_j / \rho_{\infty})^{1/2} \quad (\text{Ecuación 29})$$

Donde:

D_j = Diámetro interno del Mechorrio, pies

ρ_j = Densidad del Fluido aliviado dentro del Cuerpo del Mechorrio en la punta de salida, Lbm/pie³

ρ_{∞} = Densidad del aire ambiental, Lbm / pie³

Con el radio de velocidades se ingresa al nomograma indicado por la Figura III.23, el cual permite la correlación necesaria para determinar la distancia ascensional del flujo de gases que sale de una chimenea ó de un venteo a la atmósfera.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

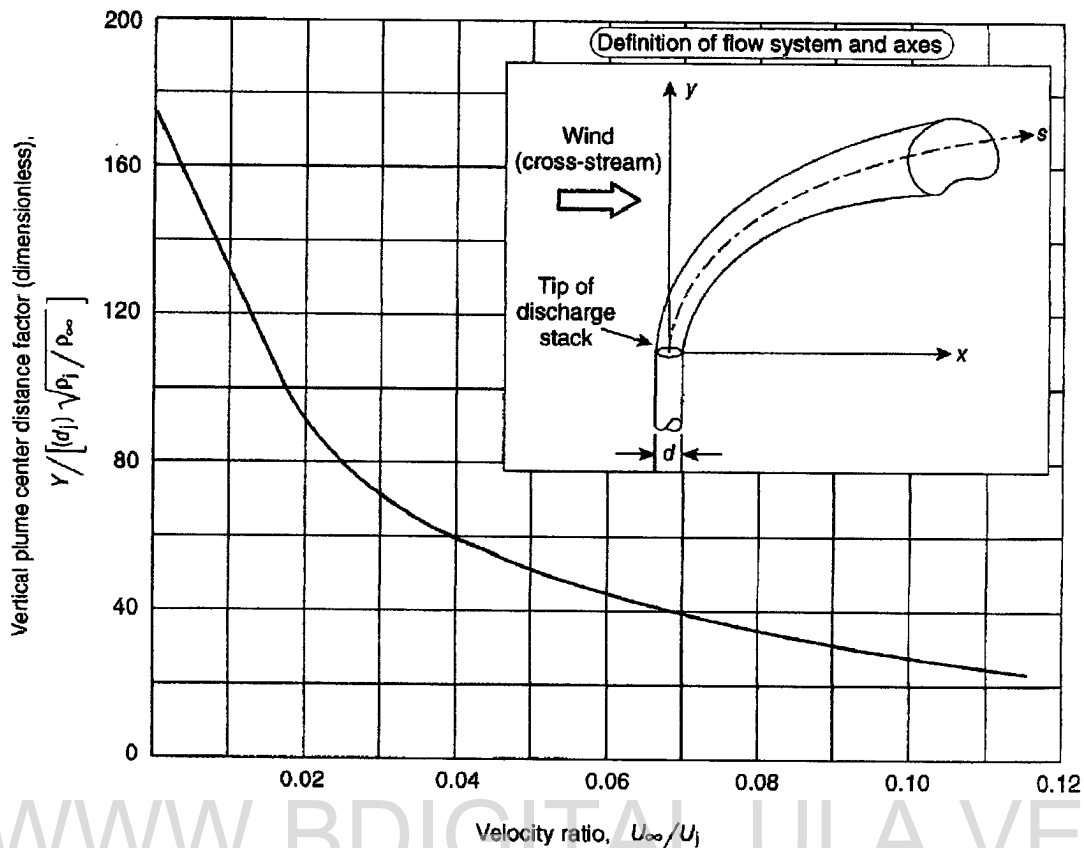


Figura III.24 ⁽¹⁾ Nomograma para determinar el efecto ascensional de una columna de vapores ó gases de hidrocarburos

Se determina el factor:

$$Y / [D_j (D_j / D_\infty)^{1/2}] \quad \text{(Ecuación 30)}$$

Donde Y es la distancia vertical (pies), donde la nube de vapores inflamables alcanza su límite inferior de inflamabilidad.

Para determinar la distancia horizontal (X) a la cual la nube alcanza su límite inferior de inflamabilidad, se utiliza el siguiente nomograma y se procede de la misma forma que para la determinación de Y.

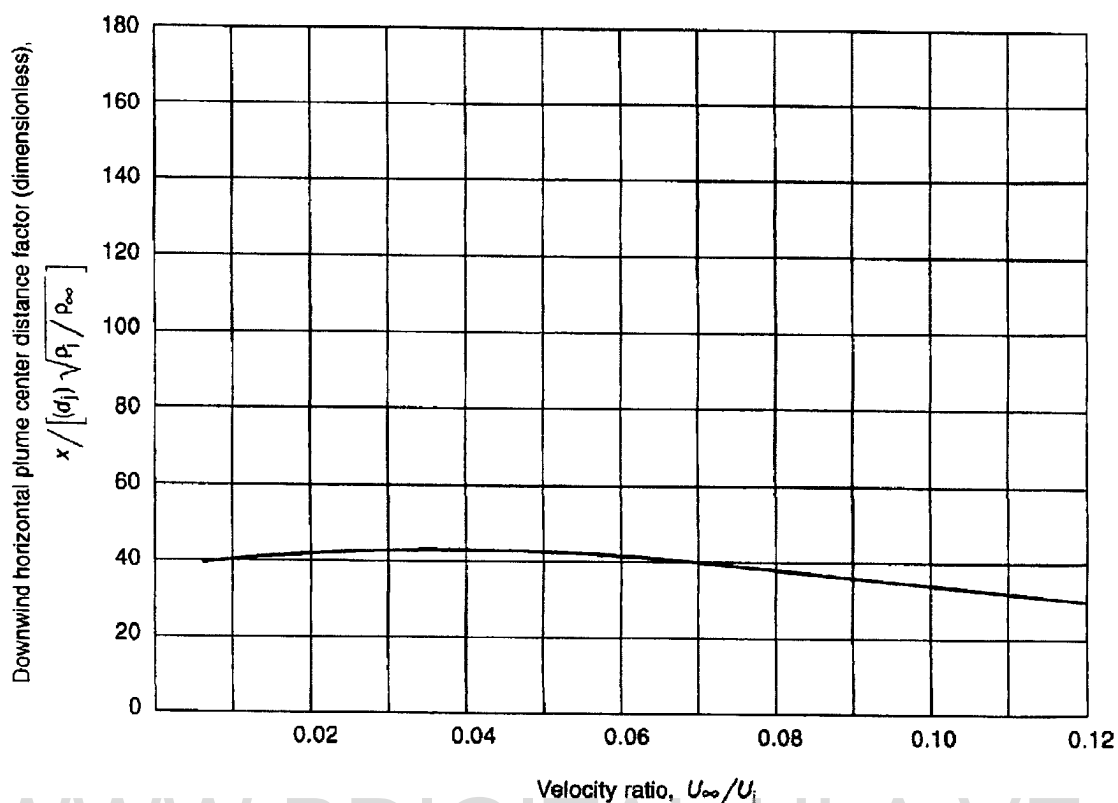


Figura III.25 ⁽¹⁾ Nomograma para determinar el efecto de desplazamiento horizontal de una columna de vapores de hidrocarburos expulsada por una chimenea

Un método mas riguroso es el que contempla la Norma PDVSA 90616.1.20 (Cálculos de Dispersión), del Manual de Ingeniería de Diseño; el cual se expone a continuación:

III.9.2 **Dispersión de acuerdo con la distribución gaussiana de pasquill gifford ⁽¹⁾**

La ecuación de dispersión Pasquill–Gifford supone una distribución Gaussiana del contaminante en los planos horizontal y vertical. El plano es como sigue:

$$X_{10} = (2,24 \cdot 10^4 \cdot Q) / (\pi \cdot Mw \cdot U \cdot \sigma_y \cdot \sigma_z) \cdot \text{Exp} (- H^2 / 2 \sigma_z^2) \quad (\text{Ecuación 31})$$

Donde:

X_{10} = Concentración a nivel del suelo a favor del viento del contaminante sobre una base de diez minutos de tiempo, ppm

Q = Flujo másico del contaminante, gramos/seg

M_w = Peso molecular del contaminante

U = velocidad del viento a la elevación del origen, m/seg

σ_y = Desviación estándar de la distribución de la concentración a través del viento en la dirección horizontal (adimensional)

σ_z = Desviación estándar de la distribución de la concentración en la dirección vertical (adimensional)

H = Altura efectiva de la fuente, metros

La velocidad del viento apropiada para usar en la ecuación de dispersión de Pasquill–Gifford, es la velocidad del viento en la elevación de descarga ó elevación del origen y no la velocidad del viento al nivel del suelo. Se ha demostrado que la velocidad del viento aumenta exponencialmente con el aumento en elevación:

$$U = U_o (H_f / 10)^p, \text{ para } H_f \geq 10 \quad (\text{Ecuación 32})$$

Donde:

U = Velocidad del viento a la elevación del origen, m/seg

U_o = Velocidad del viento al nivel del suelo, m/seg

H_f = Altura de la chimenea, m

Normalmente, las velocidades del viento consideradas al nivel del suelo, varían de 1 a 6 metros/seg, a menos que se diseñen ó especifiquen otras velocidades de viento a nivel del suelo.

P es adimensional y varía con la Clase de Estabilidad Térmica (Thermal Stability Class) de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla III.8 Influencia de la Estabilidad Térmica Atmosférica ⁽¹²⁾

Clase de Estabilidad Térmica	P
A	0,10
B	0,15
C	0,20
D	0,25
E	0,30
F	0,30

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Las diferentes Clases de Estabilidad Térmica son como sigue:

Tabla III.9 Tipos de Estabilidad Térmica Atmosférica ⁽¹²⁾

Estabilidad Térmica Pasquill	Condiciones	Descripción
A	Diurnas	Extremadamente Inestable
B	Diurnas	Moderadamente Inestable
C	Diurnas	Ligeramente Inestable
D	Nublado	Neutral
E	Nocturno	Ligeramente Estable
F	Nocturno	Moderadamente estable

Donde σ_y y σ_z pueden ser expresadas como funciones exponenciales de la distancia a favor del viento, X, desde el origen como sigue:

$$\sigma_y = c \cdot X^d \quad \text{(Ecuación 33)}$$

$$\sigma_z = a \cdot X^b \quad \text{(Ecuación 34)}$$

Donde a, b, c y d están tabulados para diferentes rangos de distancia ⁽⁵⁾ y de acuerdo con la Estabilidad Térmica prevaleciente en la zona.

La altura efectiva (H) es igual a la suma de la altura física de la chimenea (H_f) y el ascenso de la columna de gases (ΔH). El ascenso de la columna de gases (ΔH) se determina usando una de las seis ecuaciones de Briggs⁽⁵⁾ para ascenso de la columna de gases o vapores para una chimenea, o una de las dos "ecuaciones" Briggs para un mechurrio. La ecuación elegida depende de la Clase de Estabilidad Térmica y de si la columna está dominada por la flotabilidad ó dominada por el momento (use la ecuación con la que resulta mayor ascenso de la columna). Las fórmulas son como siguen:

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

III.9.2.1 Para una chimenea con clases de estabilidad térmica “A” hasta “D” y dominada por la flotabilidad.

$$\Delta H(x) = 1,6 F^{1/3} \cdot (X)^{2/3} / U, \text{ para } X < 3,5 X^* \quad (\text{Ecuación 35})$$

$$\Delta H(\text{Max}) = 1,5 F^{1/3} (3,5 X^*)^{2/3} / U, \text{ para } X < 3,5 X^* \quad (\text{Ecuación 36})$$

$$F = g \cdot V \cdot R^2 (T - T_A / T) \quad (\text{Ecuación 37})$$

Donde:

ΔH = ascenso de la columna, m

F = Factor de flotación de Briggs

X = distancia viento abajo de la fuente, m

U = velocidad del viento a la altura de la fuente, m/seg

g = aceleración debida a la gravedad, 9,8 m/seg²

V = velocidad total de salida del gas efluente, m/seg

R = Radio de la chimenea, m

T = temperatura de salida del gas efluente, °K

T_A = temperatura ambiente, °K

III.9.2.2 Para una estabilidad térmica clases “A” hasta “D”, dominada por el momento

$$\Delta H(x) = 3,78 [V^2 / U (V + 3V)]^{2/3} \cdot (XR^2 / 2)^{1/3} \quad (\text{Ecuación 38})$$

$$\Delta H \text{ Max} = 3 \cdot V \cdot D / U \quad (\text{Ecuación 39})$$

Donde:

D = diámetro de la chimenea, m

III.9.2.3 Para una estabilidad térmica clases “E” y “F”, dominada por la flotación

$$\Delta H(x) = 1,6 F^{1/3} X^{2/3} / U \quad (\text{Ecuación 40})$$

$$\Delta H \text{ Max} = 2,4 (F/U \cdot S)^{1/3} \quad (\text{Ecuación 41})$$

Donde:

$$S = 0,02 \text{ g/TA}, \text{ para Estabilidad Térmica Clase E} \quad (\text{Ecuación 42})$$

$$S = 0,035 \text{ g/TA}, \text{ para Estabilidad Térmica Clase F} \quad (\text{Ecuación 43})$$

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

III.9.2.4 Para una estabilidad térmica clases “E” y “F”, dominada por el momento

$$\Delta H_{\text{Max}} = 1,5 (V.R)^{2/3} U^{-1/3} S^{-1/6} \quad (\text{Ecuación 44})$$

En todos los caso, la concentración calculada representa un tiempo de muestreo de 10 minutos.

Una relación muy importante puede desarrollarse diferenciando la ecuación de dispersión de Pasquill–Gifford con respecto a x , fijándola igual a cero y resolviendo para la x , a la cual el nivel de concentración en el suelo es un máximo:

$$XGLC_{\text{Max}} = [b H^2 / a^2 (b + d)]^{1/2b} \quad (\text{Ecuación 45})$$

Donde a , b , c y d están tabulados para diferentes rangos de distancia ⁽⁵⁾ y de acuerdo con la Estabilidad Térmica prevaleciente en la zona.

Cuando la temperatura de salida de los gases es prácticamente igual a la temperatura ambiental de la zona, se considera que domina el efecto de las fuerzas de momento y no la flotabilidad. Por tanto, se procede a determinar la ascensión máxima de la nube en el plano vertical de acuerdo con el modelo matemático definido por la ecuación 39:

$$\Delta H_{\text{máx}} = (3 \cdot V \cdot D) / U$$

Entonces se procede a determinar la distancia horizontal donde la nube de vapores alcanza su límite inferior de inflamabilidad, a través del siguiente modelo matemático:

$$X_{(\Delta H_{\text{máx}})} = (0,037 \cdot \Delta H_{\text{máx}}^3) / R^2 [V^2 / [U (V + 3U)]^2] \quad (\text{Ecuación 46})$$

IV. METODOLOGIA

Debido a que el objetivo del presente trabajo no es la estimación o cuantificación del riesgo (social ó individual), sino la afectación de instalaciones ó del personal, no es necesario efectuar una Análisis Cuantitativo de Riesgos en forma estricta, siendo suficiente la realización de un cálculo de consecuencias de los eventos a evaluar (radiación térmica y dispersión de vapores inflamables a la atmósfera). Esto permitirá estimar el grado de afectación al que pudieran estar expuestos tanto el personal como las instalaciones preliminares construidas en las adyacencias de los mecurrios.

Por tanto, para definir la metodología de ejecución del trabajo, nos basaremos en el **Diagrama de Lógica** para la estimación de consecuencias que se presenta a continuación; y que se aplicará para cada uno de los escenarios. El mismo contempla las siguientes etapas:

1. Sistema

- Descripción
- Validación de la información y evaluación en campo
- Identificación preliminar de peligros

2. Descripción y selección de los escenarios a evaluar
3. Criterio de daños para personas e instalaciones
4. Modelo de cálculo

- Cálculo de Consecuencias

5. Análisis de resultados
6. Conclusiones
7. Medidas para minimizar el riesgo

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

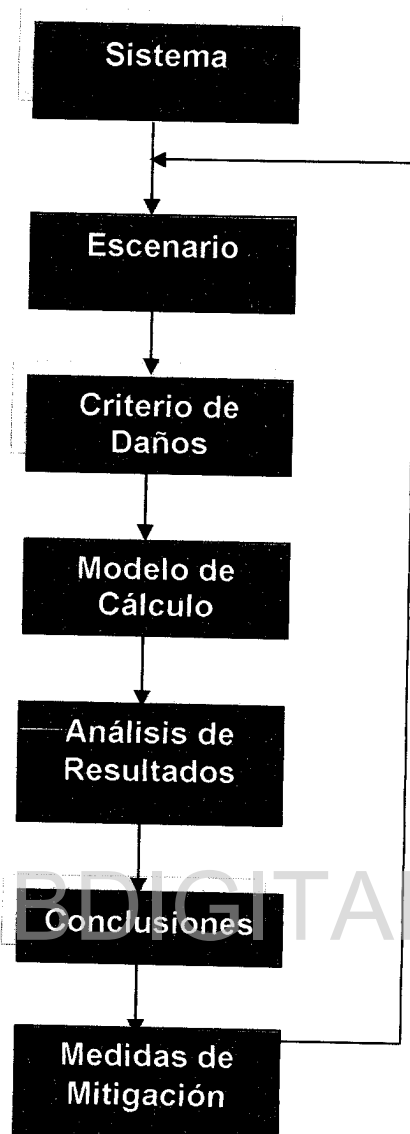


Figura IV.1: Diagrama de Lógica para la Estimación de Consecuencias ⁽¹¹⁾

IV.1 SISTEMA

El primer paso de la cadena es la identificación de los sistemas a estudiar, la validación de su información técnica mediante una inspección de seguridad pre arranque, y la identificación preliminar de peligros.

IV.1.1 Sistemas a evaluar

Estos son los siguientes:

- Mechurrio de alta presión
- Mechurrio de baja presión

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

IV.1.2 Descripción del sistema

En este paso se realiza la descripción técnica del sistema que será objeto del estudio. Esta descripción incluye el reconocimiento y la familiarización con el proceso, la ubicación de los mechurrios de alta y baja presión, sus características de diseño, las características fisicoquímicas del gas combustible a usar en las pruebas de arranque y puesta en marcha, las condiciones operacionales a establecer, los planos de Planta, los diagramas de tubería e instrumentación del sistema y los diagramas de flujo de proceso asociados a los mechurrios. Adicionalmente también incluye la revisión y validación final del procedimiento de arranque de la instalación.

IV.1.3 Validación de la información y evaluación en campo

En esta etapa se procedió a la verificación en campo de toda la información recopilada en documentos, así como la verificación de los resultados del comisionado de las instalaciones. Se procedió a verificar que todos los equipos principales y periféricos asociados a la instalación se encontraban en condiciones óptimas para el arranque de la misma, así como la verificación física de las distancias existentes entre las bases de los mechurrios y las instalaciones preliminares adyacentes. Adicionalmente se contabilizó el número de personas que laboran en el área, y aquellos equipos y materiales con alto riesgo de inflamabilidad.

Los datos requeridos para determinar los flujos de alivio del sistema, en cada uno de los casos a evaluar, se obtuvieron de los procedimientos operacionales realizados para el arranque de las instalaciones, los cuales se presentan en el Anexo II.

IV.1.4 Identificación preliminar de peligros

El análisis preliminar de peligros es una herramienta que consiste en identificar los riesgos asociados a la operación de la instalación estudiada y los peligros asociados con el diseño. Es un análisis cualitativo de riesgos que normalmente se aplica a la fase de Ingeniería Conceptual de una instalación de procesos ó durante la fase de puesta en marcha de la instalación. No obstante; en nuestro caso, el análisis realizado se enfocó en la revisión de las curvas de radiación incidente determinadas para los mechurrios de alta y baja presión durante la ejecución de la ingeniería básica del proyecto, las cuales fueron determinadas para el escenario que proporcionó los mayores flujos de alivio en cada mechurrio durante la ejecución de la Ingeniería Básica (falla total de energía eléctrica).

Una vez identificadas las curvas de radiación incidente sobre un plano de planta de las áreas de estudio, se ubicó la localización de las instalaciones preliminares a resguardar y se determinó si se encontraban dentro de la zona

Licencia Creative Commons:

de riesgo por incidencia de radiación térmica para los escenarios antes descritos. Luego se procedió a verificar la condición de riesgo y a establecer la necesidad del estudio, pero de acuerdo con una evaluación que debía realizarse a las condiciones operacionales que se establecerían durante las pruebas de arranque y puesta en marcha de los sistemas de alivio asociados a los mechurrios de alta y baja presión.

IV.2 SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS A EVALUAR

A fin de identificar las situaciones indeseables, es necesario construir los escenarios de posibles accidentes. La construcción de estos escenarios depende en gran medida de los puntos de vista subjetivos del propio investigador. En este sentido, la investigación de peligros provee una base para conocer los diferentes tipos de riesgos asociados a la instalación durante su puesta en marcha y que se pudieran manifestar como eventos no deseados (Ej: Incendio, explosiones, emisiones, impacto térmico, retrocesos de llama). Sin embargo, si cada uno de estos se analiza en detalle, la cantidad de trabajo involucrada es muy grande. Por tanto, lo que se hace comúnmente es seleccionar y estudiar los eventos que pudieran tener mayor impacto, por lo cual, para el objetivo central del presente trabajo, los escenarios a evaluar serán:

- Impacto de la radiación térmica generada por los mechurrios de alta y baja presión sobre las instalaciones preliminares construidas dentro de su área de influencia; y sobre el personal que trabaja en las mismas. La radiación térmica se determinará para los flujos de arranque y prueba de los mechurrios; establecidos en sus procedimientos operacionales, tomando en cuenta la distancia a que se encuentran las edificaciones preliminares de las empresas contratistas, respecto a sus bases.
- Impacto de las emisiones de vapores inflamables generadas en los mechurrios sobre las áreas adyacentes a los mismos, en caso de una falla de llama en los pilotos.

IV.3 CRITERIO DE DAÑOS PARA PERSONAS E INSTALACIONES

El daño ocasionado por un evento indeseable puede determinarse mediante modelos de efectos; sin embargo, estos no toman la influencia del ambiente. No obstante, un efecto físico que actúe sobre el medio puede producir un daño que debe evaluarse mediante los llamados modelos de vulnerabilidad. En este sentido, los daños causados a recursos vulnerables se discuten más convenientemente en términos de daños por:

- Radiación Incidente
- Dispersión de Sustancias Tóxicas e Inflamables (Toxicidad y Riesgo de Inflamabilidad)

Los criterios de daños que servirán de referencia, serán los expuestos en el Capítulo III del presente trabajo. No obstante, en el caso de la dispersión, se evaluarán las distancias donde se alcanza el límite inferior de inflamabilidad de una potencial nube de vapores inflamables que se mueve con el viento y de acuerdo con los criterios de estabilidad atmosférica establecidos por las Normas y Modelos Matemáticos que estudian este fenómeno.

IV.4 MODELO DE CÁLCULO

Para los eventos que involucren radiación térmica, el software a usar evalúa los modelos Torch Fire y Jet Fire, típicos de las llamas que se generan en los quemadores de los mechurrios, ya que en las mismas preponderantemente gobiernan en forma conjunta los fenómenos de Momento y Flotabilidad, debido a que son diseñados para un rango de velocidades de descarga entre 0.2 y 0.5 veces el Número de Mach. Este criterio de diseño tiene por objetivo, lograr la mayor introducción de aire atmosférico en la llama del mechurrio, con la finalidad de garantizar menores alturas de llama y en consecuencia menores alturas de chimenea en los equipos. También garantiza llamas menos luminosas y con menores niveles de generación de radiación térmica. Las determinaciones realizadas por el software, serán validadas mediante los modelos matemáticos desarrollados por John Zink Company en el estudio de estos fenómenos.

Para los eventos de dispersión, los modelos a usar son los de distribución Gaussiana de Pasquill - Gifford.

IV.5 CÁLCULO DE CONSECUENCIAS

Implica la determinación de la zona afectada por los eventos a estudiar, y que pueden constituir un accidente en la Instalación; así como su relación con los potenciales daños a los trabajadores, terceros, ambiente y a las instalaciones. Estas determinaciones se realizarán usando un software especializado de la empresa John Zink Company Corporation en el caso de las determinaciones de los impactos por radiación térmica. Para los estudios de dispersión, se usaran los modelos matemáticos establecidos para dispersión de vapores inflamables establecidos en la Norma API RP 521, los cuales serán verificados mediante los modelos matemáticos considerados por la Norma PDVSA 90616.1.20 (cálculos de dispersión), del Manual de Ingeniería de Diseño.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

IV.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez realizados los cálculos de las consecuencias, los resultados obtenidos se comparan con los criterios de daño y se establece la potencialidad de un accidente.

IV.7 CONCLUSIONES

Se establece la necesidad o no de tomar medidas preventivas con base a los resultados obtenidos, a objeto de minimizar el riesgo.

IV.8 MEDIDAS PREVENTIVAS

En esta etapa se recomendarán las medidas adecuadas para la mitigación de los riesgos identificados.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

V. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El sistema de alivio de presión del Complejo de Petrolera Ameriven S.A, consta de tres mechurrios independientes con la finalidad de disponer en forma segura los gases y vapores de hidrocarburos provenientes de la despresurización de los equipos de proceso durante contingencias operacionales y situaciones de emergencia. Estos son:

- Mechurrio de alta presión para la disposición de vapores de Hidrocarburos aliviados al sistema a una presión de descarga de 35 psig (57 – ME – 001 ó HP Flare).
- Mechurrio de baja presión para la disposición de vapores de hidrocarburos aliviados al sistema a una presión de descarga de 13 psig (57 – ME – 002 ó LP Flare)
- Un Mechurrio para la disposición de gases ácidos

El sistema de alivio del Complejo manejará toda la carga generada en las diferentes Unidades de Proceso del Complejo, durante una falla general de energía eléctrica (falla crítica, pues genera la mayor carga de alivio a los sistemas), estando operando a las condiciones de diseño de 190.000 BPD de carga. Los dos mechurrios para hidrocarburos podrán manejar la máxima carga de alivio de las unidades de proceso cuando operen a la capacidad de diseño del Mejorador de Crudo. El mechurrio de gases ácidos podrá manejar la carga de alivio proveniente de la Unidad de Regeneración de Amina (Unidad 24), la Unidad de Tratamiento de Aguas Agrias (Unidad 26), la Unidad de Recuperación de Azufre (Unidad 28) y la Unidad de Tratamiento de Gas de Cola (unidad 30), cuando operen a la capacidad de diseño del Complejo.

Cada mechurrio consta de su propio cabezal principal de recolección de alivios, dos tambores de separación de líquidos (Knock Out Drums), una chimenea, bombas de transferencia de Slop (condensado recuperado), enfriadores de Slop y sistemas de purga para impedir la formación de mezclas explosivas por ingreso de aire a las chimeneas de los mechurrios y/o cabezales de descarga.

El cabezal principal de cada sistema descargará los alivios a un tambor separador primario para recuperar el líquido asociado a los alivios gaseosos. Luego, el flujo de alivio continúa hacia un tambor separador secundario, el cual completa la separación de líquidos antes de que el flujo de vapores ingrese a la chimenea de los mechurrios. Adicionalmente, el tambor de separación secundario provee un sello hidráulico de 5 pulgadas de agua, a objeto de minimizar los flujos de purga en cada sistema. Por tanto, la purga continua solo

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

se mantiene después del tambor de separación secundario, hasta que es descargada en el quemador del mechurrio, donde la misma es ignitada por los pilotos.

Todos los cabezales de los mechurrios fueron diseñados con pendientes de escurrimiento hacia los tambores separadores primarios, a objeto de asegurar la recolección de los hidrocarburos líquidos separados o que condensan durante la despresurización de los equipos hacia los cabezales de recolección de alivios.

Los mechurrios de alta y baja presión están interconectados a nivel de sus cabezales principales de recolección de alivios, después de los tambores de separación secundarios, con la finalidad de poder operar el complejo a un 50% de su capacidad instalada, en caso de mantenimiento de emergencia de alguno de estos dos sistemas.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

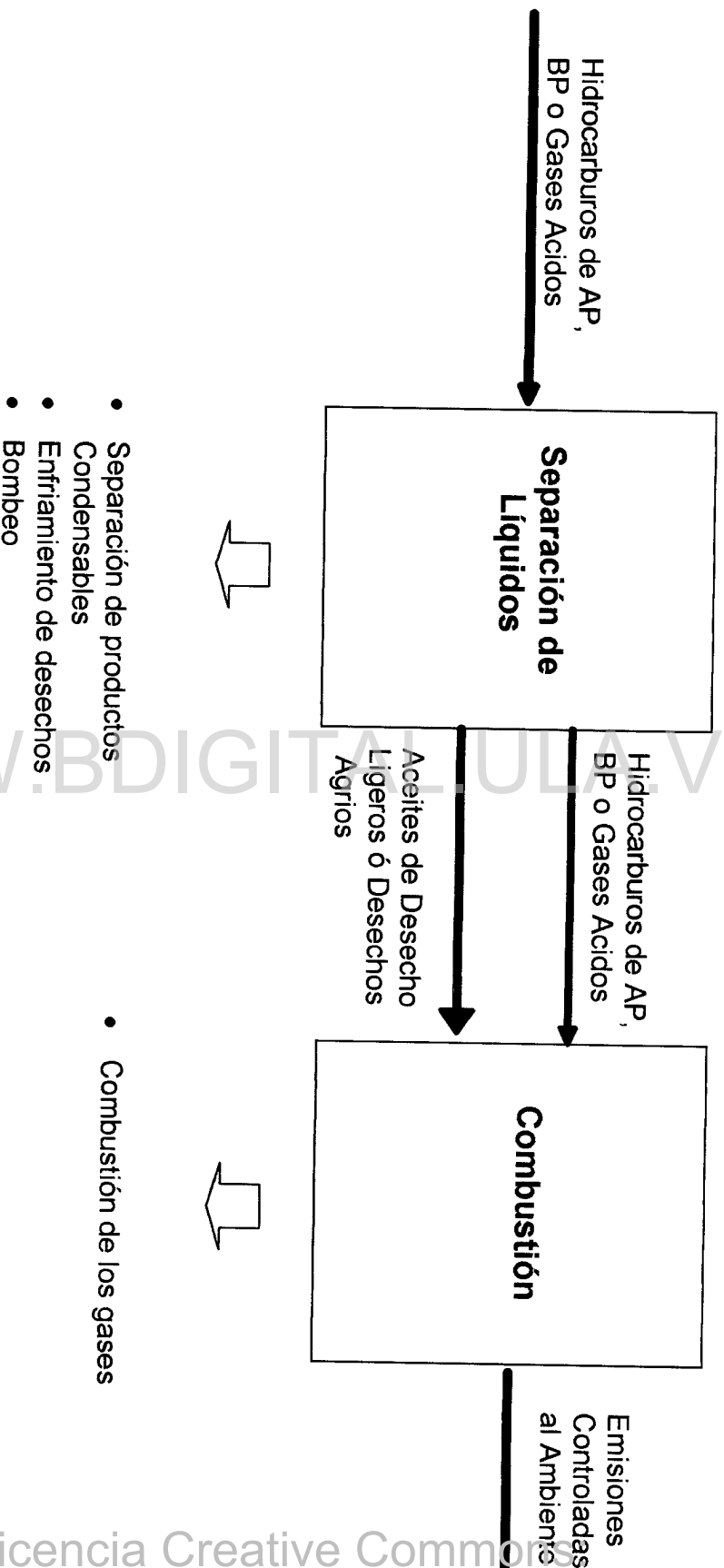


Figura V.1 Esquema General del Sistema de disposición de Alivios de Petrolera Ameriven

V.1 MECHURRIO DE ALTA PRESIÓN ^(14,22)

El sistema de recolección de alivios de alta presión fue diseñado para disponer los gases de alivio de las fuentes de alta presión del Complejo Mejorador de Crudo. Estas cargas de alivio están localizadas en las siguientes unidades de proceso:

- Hidrotratadora de Aceite Ligero (Light Oil Hydrotreater – LOG ó Unidad 14).
- Hidrocraqueador de Gasoil (Gas Oil Hydrocracker – GOH ó Unidad 16).
- Planta de Hidrógeno (Hydrogen Production Unit – HPU ó Unidad 22)

La máxima contrapresión en el sistema de alta presión, en los límites de batería de cada Unidad de Proceso asociada es de 35 psig. Los tambores separadores gas líquido de este sistema fueron diseñados para separar partículas de condensado de 800 micrones o mayores (Knock Out Drum Primarios) y hasta de 400 micrones en los secundarios. El sello hidráulico en los tambores secundarios, además de disminuir la purga requerida en el sistema, es un sistema de seguridad para evitar eventuales retrocesos de llama en el cabezal del mechurrio hacia los tambores separadores primarios, donde se recolectan la mayor cantidad de líquidos. El Knock Out Drum secundario cuenta con facilidades para reponer el sello hidráulico cada vez que este sea desplazado por un alivio de gases.

Este mechurrio fue diseñado para la quema a combustión completa en un 25% de su capacidad instalada, para lo cual se instalaron las facilidades de inyección de vapor a nivel del quemador. El flujo de inyección de vapor es controlado mediante una cámara óptica que mide la opacidad de la flama, controlando la combustión en base a un número de Ringleman igual a 1. La cámara mide la densidad de la flama y su nivel de opacidad, ajustando la inyección de vapor mediante el control de una válvula automática (elemento final de control), localizada en el cabezal principal de alimentación de vapor de media presión (150 psig).

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

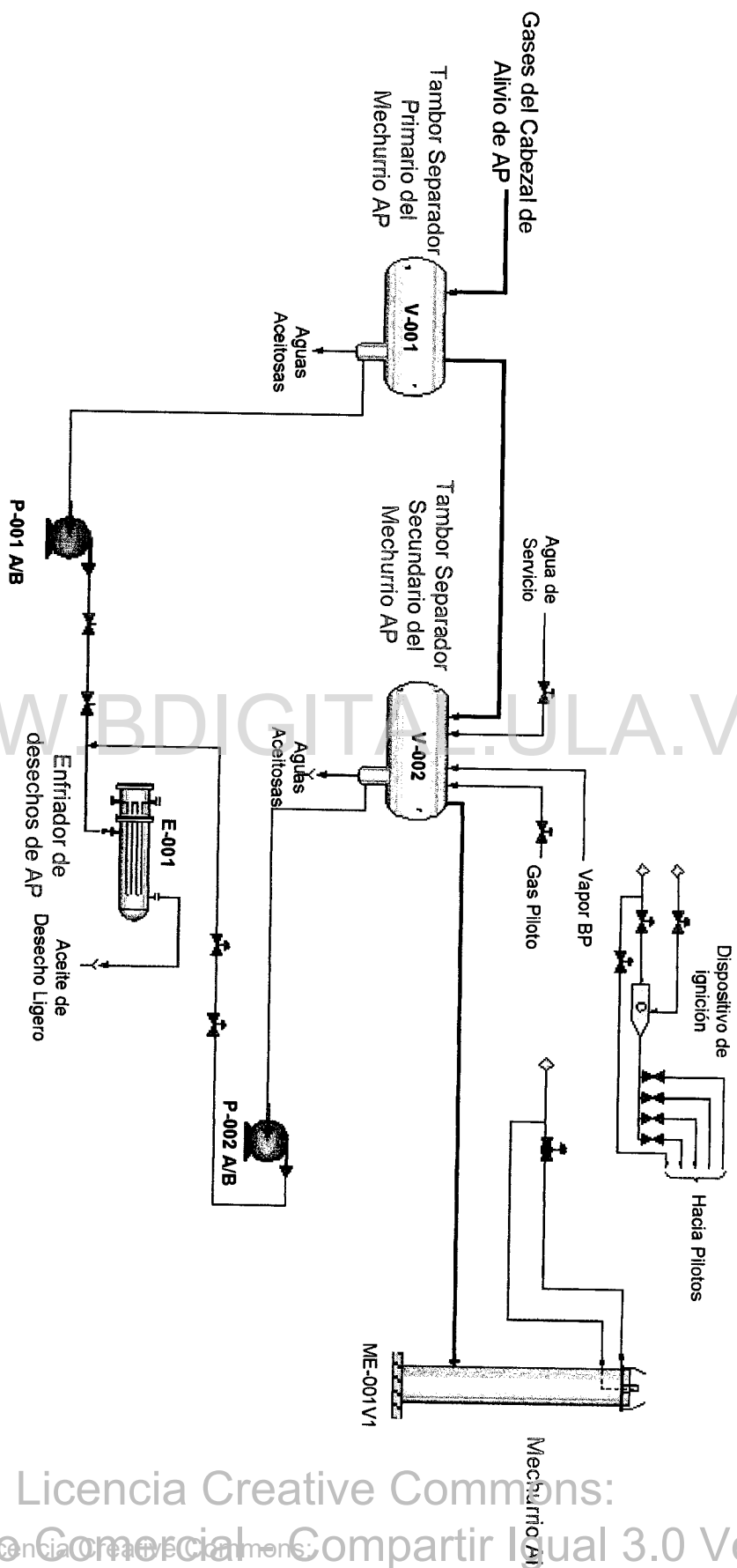


Figura V.2 Diagrama de flujo del mechurrio de alta presión

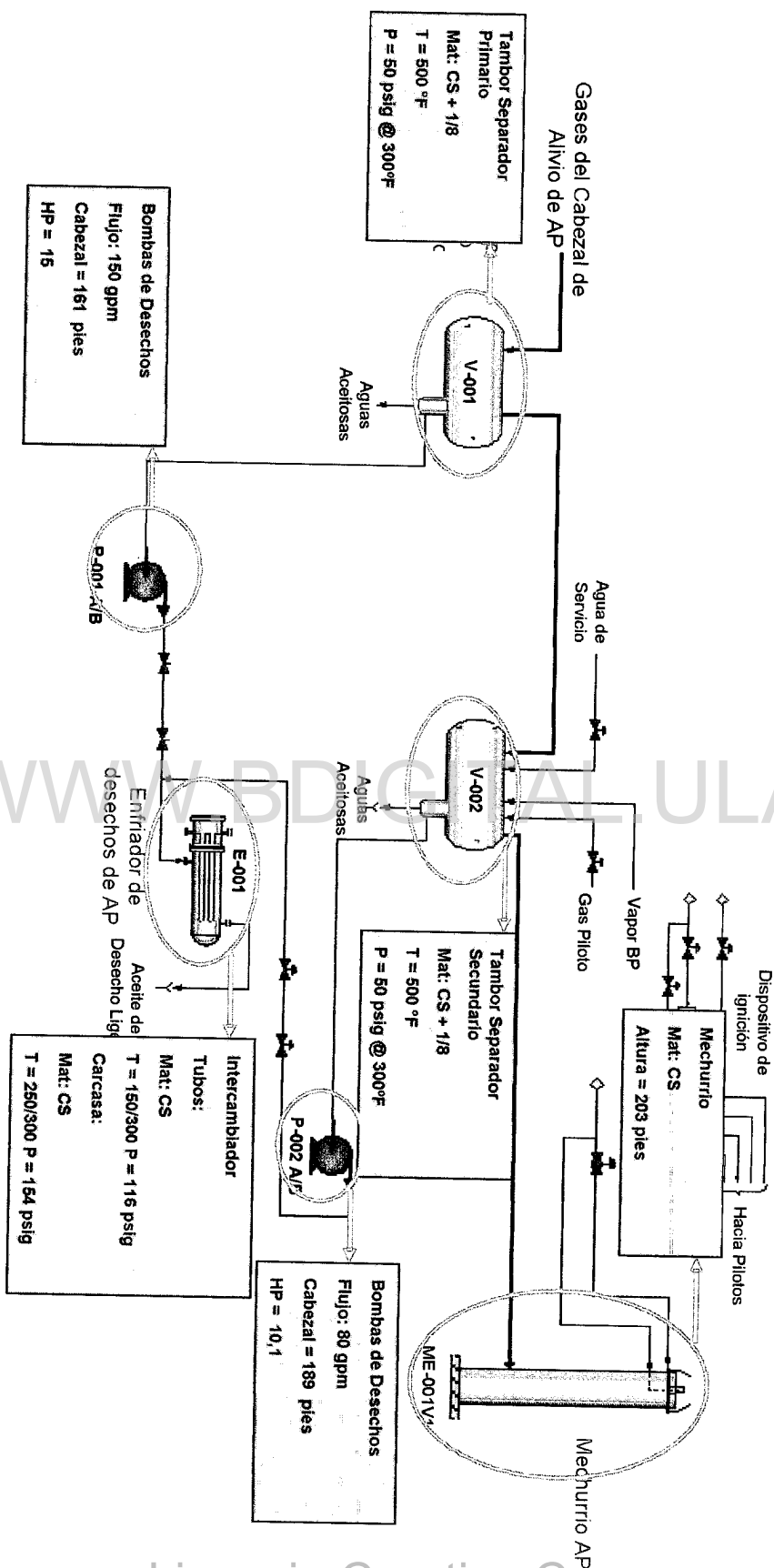


Figura V.3 Equipos Principales del mechorrio de alta presión

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

V.2 MECHURRIO DE BAJA PRESIÓN

Este sistema está diseñado para recolectar y disponer en forma segura los alivios de baja presión generados en las fuentes de baja presión del Complejo Mejorador. Estas cargas de alivio son originadas en las siguientes Unidades de Proceso:

- Unidad de Crudo (Crude Unit – CU ó Unidad 10)
- Unidad de Coquificación Retardada (Delayed Coking Unit – DCU ó Unidad 12)
- Hidrotratadora de Aceite Ligero (Light Oil Hydrotreater – LOH ó Unidad 14)
- Unidad de Soporte de Hidroprocesos (Hydroprocessing Support – HS ó Unidad 15)
- Hidrocraqueadora de Gasoil (Gas Oil Hydrocracker – GOH ó Unidad 16)
- Planta de Gas (Gas Plant – GP ó Unidad 18).

La máxima contrapresión en el sistema de baja presión, en el límite de batería de cada Unidad de Proceso es de 13 psig. Este sistema consta de las mismas facilidades del sistema de alta presión y sus tambores separadores Gas – Líquido fueron diseñados con el mismo criterio.

V.3 CAPACIDADES DE DISEÑO ^(14,22)

Las capacidades de diseño de los mechurrios para la disposición de gases y vapores de hidrocarburos, fueron especificadas con base a los flujos de alivio generados durante una contingencia de falla total de energía eléctrica en el Complejo Mejorador. A continuación se presentan las capacidades de diseño:

Tabla V.1 Capacidad instalada de los mechurrios de alta y baja presión

Sistema	Capacidad Instalada, Lbm/h	Peso Molecular Promedio	Temperatura, °F
LP Flare	2.235.000	83	400
HP Flare	1.074.980	12	320

Las fuentes de estas cargas de alivio se discriminan en las tablas mostradas a continuación.

**Tabla V.2 Cargas de alivios: Fuentes, flujos y composición
Sistema de alta presión**

Unidad	HP Flare		
	Flujo Másico Lbm/h	Peso Molecular Promedio	Temperatura (°F)
Unidad de Crudo	-	-	-
Coquificación Retardada	-	-	-
Planta de Gas	-	-	-
Hidrotratadora Aceite Ligero	194.590	6,9	357
Soporte Hidroprocesos	360.000	82,4	429
Hydrocraquer de Gasoil	145.600	6	375
Planta de Hidrógeno	323.600	11	150
Sub Total	1.023.790	12	320
5% Contingencia	51.190	12	320
Total	1.074.980	12	320

**Tabla V.3 Cargas de alivios: Fuentes, flujos y composición
Sistema de baja presión**

Unidad	LP Flare		
	Flujo Másico Lbm/h	Peso Molecular Promedio	Temperatura (°F)
Unidad de Crudo	928.000	90.1	370
Coquificación Retardada	1.023.760	83	450
Planta de Gas	80.000	42	155
Hidrotratadora Aceite Ligero	-	-	-
Soporte Hidroprocesos	97.000	85.1	375
Hydrocraquer de Gasoil	-	-	-
Planta de Hidrógeno	-	-	-
Sub Total	2.128.760	83	400
5% Contingencia	106.440	83	400
Total	2.235.000	83	400

V.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Los tambores separadores gas - líquido (secundarios) de ambos mechurrios, así como sus páneles de control para encendido de pilotos, válvulas de inyección de vapor y purga, fueron localizados a una distancia de la base del mechurrio que garantice que el personal de operaciones no será expuesto a niveles de intensidad de radiación superiores a 1500 BTU/h.pie², bajo cualquier condición de flujo en el sistema. Adicionalmente, cualquier otra estructura definitiva adyacente, está ubicada a una distancia que garantice que no estará sometida a niveles de radiación térmica superiores a 3000 BTU/h.pie². En general, el criterio más amplio para el diseño fue el siguiente:

- 1500 BTU/Hr-pie² a nivel del Knock Out Drum secundario y sistema de ignición de pilotos
- 1100 BTU/Hr-pie² en la base de la chimenea del Mechurrio vecino mas cercano
- 500 BTU/Hr-pie² en cualquier estructura permanente ubicada en los límites de batería de los sistema

Estos valores no incluyeron la radiación solar.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

V.5 DATA DE DISEÑO Y PLANOS DE LOS SISTEMAS

La data de diseño de los mechurrios de alta y baja presión, así como los planos generales de ubicación (Plot Plants), diagramas de tubería e instrumentación, diagramas de flujo de procesos, hojas de datos de diseño y especificaciones adicionales, se presentan en el Anexo IV. Sin embargo, a continuación se presentan las especificaciones básicas de ambos mechurrios.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

GBA

STEAM FLARE SPECIFICATIONS: GCT-54 - HP Flare - 57-ME-001V3

CORONA

REF. NO:

CP01.109

May 2002

PROCESS DATA				UTILITIES							
GAS STREAM				PILOT FUEL GAS		100 SCFH (per pilot)					
FLOW MAXIMUM		1,074,980 lbs/hr		PURGE GAS		2760 scfh					
FLOW MINIMUM		Purge		ASSIST STEAM		60,000 SCFH					
MOLECULAR WEIGHT		11.9		PILOTS							
TEMPERATURE		319 deg F		QUANTITY	FOUR	TYPE	FF				
INLET PRESSURE		2.0 psig		THERMOCOUPLES	YES	TYPE	dual - "K"				
SMOKELESS CAPACITY		25% - see proposal for clarification									
DIMENSIONS (approx.)											
HEIGHT		10' - 0"	WIDTH					3' - 10"			
WEIGHT		4000 lbs									
MATERIALS											
MAIN BODY		310 SS									
STEAM NOZZLES		309 SS									
PILOT		316L SS									
PILOT NOZZLE		310 SS									
LIFTING LUGS		310 SS									
PILOT MANIFOLD		CARBON STEEL									
IGNITION MANIFOLD		n/a									
NON DESTRUCTIVE EXAMINATION											
RADIOGRAPHY		10 % of butt welds									
OTHER NDE		PMI & d/c pen of lifting lugs									
SURFACE FINISH / PAINT (carbon steel)											
SANDBLAST		per cust. spec									
PRIMER		per cust. spec									
TOP COAT		per cust. spec									
TERMINAL POINTS											
CENTER STEAM INLET	3"	Class 300 RFWN A-105									
GAS INLET	54"	Class 150 RFWN A-105									
STEAM INLET	5"	Class 300 RFWN A-105									
PILOT MANIFOLD INLET	1"	Class 150 RFWN A-105									
IGNITION INLET	4 x 1"	Class 150 RFWN A-105									
Thermocouple Inlet	4 x 1"	Conduit									

Figura V.4 Data de diseño del mechorrio de alta presión de
Petrolera Ameriven S.A⁽²³⁾

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

GBA

STEAM FLARE SPECIFICATIONS: CORONA

GCT66/54-AJ-C - 57-ME-002V3

REF. NO:
CP01.108
May 2002

PROCESS DATA

GAS STREAM	
FLOW MAXIMUM	2,235,200 lbs/hr
FLOW MINIMUM	PURGE
MOLECULAR WEIGHT	83.5
TEMPERATURE	400 °F
INLET PRESSURE	2 psig
SMOKELESS CAPACITY	25% - see proposal for clarification

DIMENSIONS (approx.)

HEIGHT	13' - 0"	WIDTH	9' - 6"
WEIGHT	19,000 LBS		

MATERIALS

MAIN BODY	316 SS upper 10'
STEAM RINGS (upper / lower)	316 SS / Carbon Steel
CENTER STEAM	304 SS
INTERNAL TUBES (upper / lower)	316 SS / 304 SS
NOISE SHIELD	Carbon Steel
PILOT	316L SS
PILOT NOZZLE	316 SS
LIFTING LUGS	316 SS
PILOT MANIFOLD	Carbon Steel

NON DESTRUCTIVE EXAMINATION

RADIOGRAPHY	10 % of butt welds
OTHER NDE	PMT SS & dip pen of lifting lugs

SURFACE FINISH / PAINT (carbon steel)

SANDBLAST	per cust. spec.
PRIMER	per cust. spec.
TOP COAT	per cust. spec.

TERMINAL POINTS

CENTER STEAM INLET	3"	Class 300 RFWN A-105
GAS INLET	54"	Class 150 RFWN A-105
STEAM INLET	8" - 10"	Class 300 RFWN A-105 (upper / lower)
PILOT MANIFOLD INLET	1"	Class 150 RFSO A-105
IGNITION INLET	4 x 1"	Class 150 RF A-105
Thermocouple Inlet	4 x 1"	Conduit

UTILITIES

PILOT FUEL GAS	100 SCFH (per pilot)
PURGE GAS	2760 SCFH
ASSIST STEAM	200,000 lb/hr

PILOTS

QUANTITY	Four	TYPE	FFG
THERMOCOUPLES	Yes	TYPE	"K" Dual

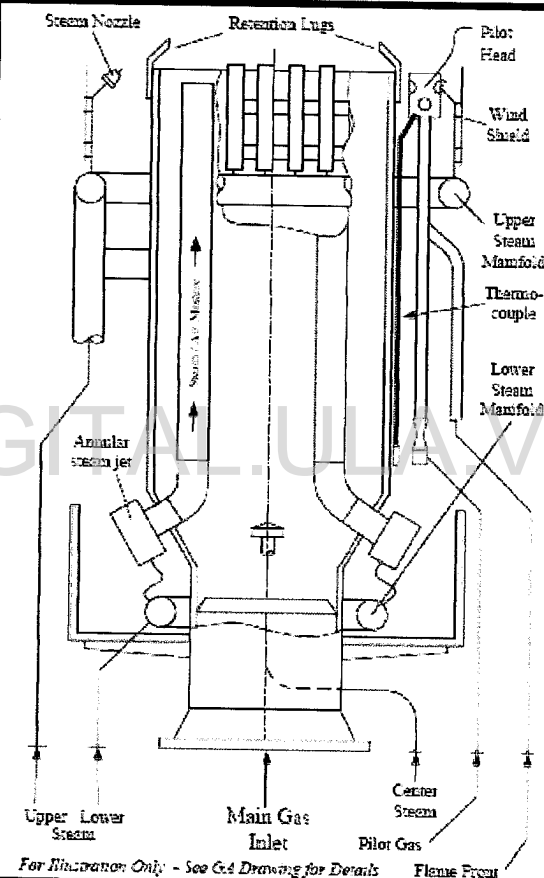


Figura V.5 Data de diseño del mechorrio de baja presión de
Petrólora Ameriven S.A (23)

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

GBA-Corona, Inc. 57-ME-001

Ref: CF00.370

Date: May 2001

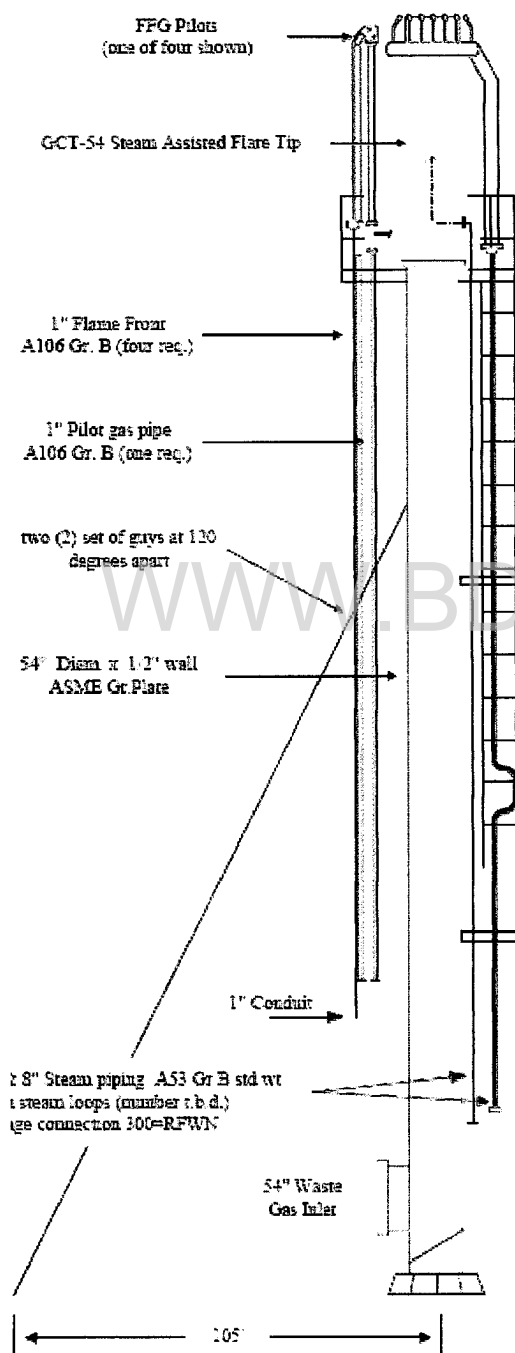
Rev: 1

Guy Supported Stack

GCT-54 Steam Assist Flare - HP Flare

213' Tall (overall height)

Two Steam Risers



Stack Design Specifications

Design Code:	ANSI / ASCE 7-95
Overall Height:	213 ft
Support Structure Type:	Guy Supported
Max. Wind Speed:	85 MPH
Exposure:	"C"
Importance Factor:	1.25
Earthquake Zone:	Zone 3
Deflection Criteria:	Not Applicable
External Nozzle Loads:	Assumed Zero
Corrosion Allowance:	3/16"

Material Specifications

Utility Piping:	Carbon Steel sch. 80 A-106 Gr. 1
Flanges:	Class 150 300 A-105
Gas Riser:	API 5L Gr. Pipe or ASME Gr. Pla
Steam Riser:	3", 8" C.S. - Sch. Std. A53 Gr. E

Ladders & Platforms

Design Type:	OSHA
Material:	A36 galv.
360 deg. Platform:	One
45 deg. Step off:	Every 30' per OSHA

Surface Preparation Specifications

Sandblast:	per customer spec
Primer Coat:	per customer spec
Intermediate Coat:	per customer spec
Finish Coat:	per customer spec

Inspection & Testing Specifications

Radiography:	see proposal
Other Weld Exam:	see proposal
Pressure Test:	Not Applicable (no hydro)
Coat Film Thickness:	Nordson Dry Film Gage

Guy Wires

Type:	Galv. Wire rope with hardware
-------	-------------------------------

System Weight (guy wires not incl)

Weight:	Approx. wt: 100,000 lbs
---------	-------------------------

Figura V.6 Data de diseño del mecherro de alta presión de
Petrólera Ameriven S.A. (23)

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

GBA-Corona, Inc. 57-ME-002

Ref: CF00.370

Date: May 2001

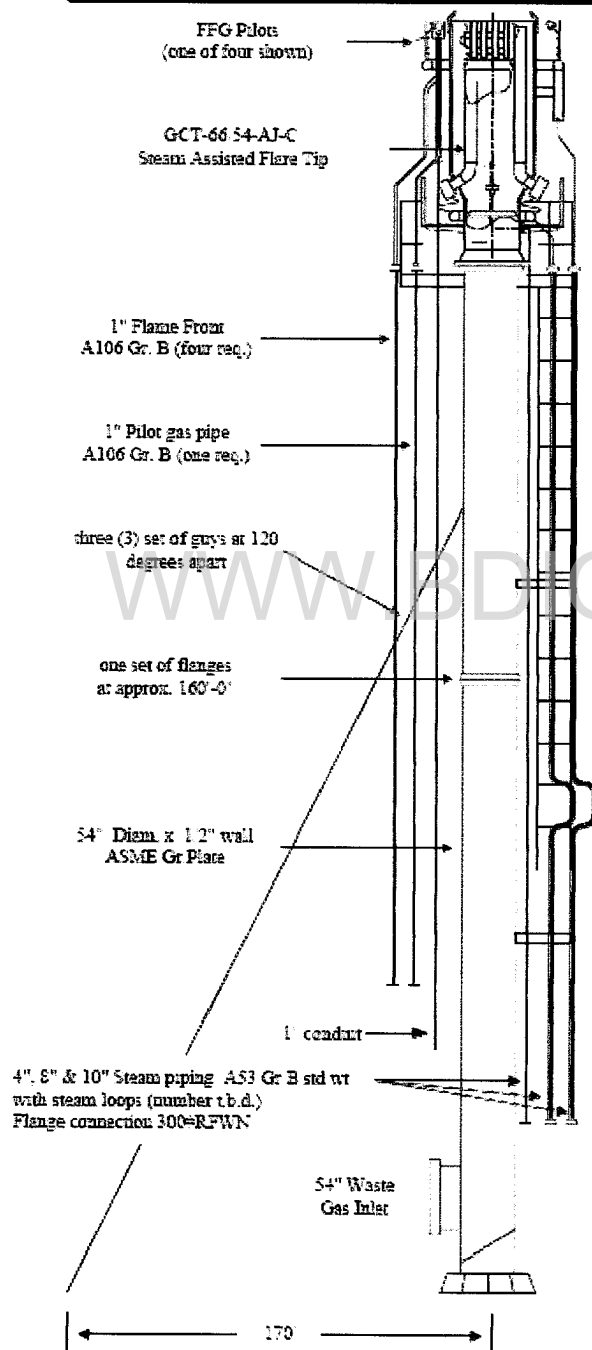
Rev: 1

Guy Supported Stack

GCT-66/54-AJ-C Steam Assist Flare - LP Flare

328' Tall (overall height)

Three Steam Risers



Stack Design Specification:

Design Code:	ANSI, ASCE 7-95
Overall Height:	328 ft
Support Structure Type:	Guy Supported
Max. Wind Speed:	85 MPH
Exposure:	"C"
Importance Factor:	1.25
Earthquake Zone:	Zone 3
Deflection Criteria:	Not Applicable
External Nozzle Loads:	Assumed Zero
Corrosion Allowance:	3/16"

Material Specification:

Utility Piping:	Carbon Steel sch. 80 A-106 Gr. B
Flanges:	Class 150 300 A-105
Gas Riser:	API 5L Gr. B Pipe or ASME Gr. B Plate
Steam Riser:	4", 8", 10" C.S. - Sch. Std. A53 Gr. B

Ladders & Platform:

Design Type:	OSHA
Material:	A36 galv.
360 deg. Platform:	One
45 deg. Step off:	Every 30' per OSHA

Surface Preparation Specifications:

Sandblast:	per customer spec
Primer Coat:	per customer spec

Intermediate Coat:	per customer spec
Finish Coat:	per customer spec

Inspection & Testing Specification:

Radiography:	see proposal
Other Weld Exam:	see proposal
Pressure Test:	Not Applicable (no hydro)
Coat Film Thickness:	Nordson Dry Film Gage

Guy Wires

Type:	Galv. Wire rope with hardware
-------	-------------------------------

System Weight (guy wires not inc)

Weight:	Aprox. wt 147,000 lbs
---------	-----------------------

Figura V.7 Data de diseño del mechorrio de baja presión de
Petrólora Ameriven S.A (23)

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

VI. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

A continuación se presentan las diferentes etapas que conforman la identificación de peligros.

VI.1 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Durante la ejecución de la ingeniería básica del proyecto, se realizaron los estudios definitivos sobre los niveles de generación de radiación térmica en los mechurrios de alta y baja presión. Dicha evaluación fue realizada para las siguientes condiciones de proceso:

Tabla VI.1 Data de proceso del mechurrio de alta presión (HP Flare)

Parámetro	Magnitud
Flujo de alivio, Lbm/h	1.074.980
Peso Molecular promedio	12
Temperatura de los gases de alivio, °F	320
Relación Cp/Cv	1,12
LHV o Valor Calorífico Neto, BTU/Lbm.	22.140
Capacidad de Diseño a combustión completa, %	25
Consumo máximo de vapor de agua, Lbm/h	60.000
Velocidad del viento, pie/seg	27
Emisividad ó Fracción de calor irradiada, adimensional	$0,18 \times 0,65 = 0,12^*$
Diámetro interno de chimenea, pulg.	54
Altura neta de la chimenea, pies	213,25
Humedad Relativa de la zona, %	82
Temperatura ambiente promedio, °F	80
Dirección prevaleciente del viento	Nor Este

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Tabla VI.2 Data de proceso del mechorrio de baja presión (LP Flare)

Parámetro	Magnitud
Flujo de alivio, Lbm/h	2.235.000
Peso Molecular promedio	83
Temperatura de los gases de alivio, °F	400
Relación Cp/Cv	1.10
LHV o Valor Calorífico Neto, BTU/Lbm.	19.600
Capacidad de Diseño a combustión completa, %	25
Consumo máximo de vapor de agua, Lbm/h	195.000
Velocidad del viento, pie/seg	27
Emisividad ó Fracción de calor irradiada, adimensional	$0.29 \times 0,35 = 0,1^*$
Diámetro interno de chimenea, pulg.	54
Altura neta de la chimenea, pies	328
Humedad Relativa de la zona, %	82
Temperatura ambiente promedio, °F	80
Dirección prevaleciente del viento	Noreste

*. Los valores reales para la Emisividad o Fracción de calor irradiado son de 0,18 y 0,29 para gases con pesos moleculares como los reportados ⁽¹⁶⁾. Sin embargo, estos valores son atenuados entre un 35 y un 75% debido a la inyección de vapor de agua para mejorar la combustión, lo cual disminuye tanto la temperatura de llama como la luminosidad de la misma ⁽¹⁶⁾. La disminución asumida para el mechorrio de alta presión fue de un 35% y para el de baja presión fue de un 65%, debido a que tiene una mayor proporción de Lbm/h de vapor inyectado por Lbm/h de gas alimentado (55% mayor).

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Los resultados obtenidos de las evaluaciones realizadas durante la Ingeniería Básica fueron los siguientes:

Tabla VI.3 Radiación Térmica emitida por el mechurrio de alta presión para falla total de energía eléctrica

Radiación, BTU / h.pie ²	Distancia horizontal desde la base de la chimenea del mechurrio, pies
1.500	270
1.100	400
500	716

Tabla VI.4 Radiación Térmica emitida por el mechurrio de baja presión para falla total de energía eléctrica

Radiación, BTU / h.pie ²	Distancia horizontal desde la base de la chimenea del mechurrio, pies
1.500	375
1.100	535
500	954

Para las mismas condiciones, se evaluaron los niveles de Radiación usando el software de John Zink Company, fijando el diámetro del mechurrio y permitiendo que el programa determinara su altura de chimenea, a objeto de validar el software. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla VI.5 Resultados de Radiación Térmica emitida por el mechurrio de alta presión para falla total de energía eléctrica, usando el software de John Zink Company

Radiación, BTU / h.pie ²	Distancia horizontal desde la base de la chimenea del mechurrio, pies
1.412	270
1.118	400
508	716

Nota: La altura de chimenea obtenida fue de 210 pies contra 213 pies del diseño, con lo cual se valida el uso del software. Por otra parte, las desviaciones en las magnitudes de la radiación estimada fueron de 2 a 6%.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Tabla VI.6 Resultados de Radiación Térmica emitida por el mechurrio de baja presión para falla total de energía eléctrica, usando el software de John Zink Company

Radiación, BTU / h.pie²	Distancia horizontal desde la base de la Chimenea del Mechurrio, pies
1.483	375
1.221	535
538	954

Nota: La altura de chimenea obtenida fue de 330 pies contra 328 pies del diseño; con lo cual se valida el uso del software. Por otra parte, las desviaciones en las magnitudes de la radiación estimada fueron de 2 a 10%.

VI.2 EVALUACIÓN EN CAMPO

La incidencia de radiación de los mechurrios de hidrocarburos del Complejo de Petrolera Ameriven, fue especificada en los Planos de Planta del Complejo, específicamente en el área 90. Estos planos de detalle se exponen a continuación y se presentan en el Anexo IV.

De este estudio se determinó que los principales equipos periféricos asociados a los mechurrios (Knock Out Drums, páneles de ignición de pilotos, válvulas de control para la inyección de vapor de agua), permanecen fuera del área de riesgo, ya que están sometidos a niveles de radiación inferiores a 1.100 BTU/h.pie². Sin embargo, en las áreas adyacentes a ambos mechurrios, se instalaron edificaciones preliminares ubicadas a 180 pies de la base del mechurrio de alta presión y 200 pies de la base del mechurrio de baja presión, tal como se muestra en la figura VI.4. Esta situación de carácter temporal, se prolongó hasta la fase de arranque de los servicios industriales del Complejo, por lo cual, se hizo necesaria la realización del presente trabajo, a objeto de determinar si estas edificaciones preliminares y temporales, están ubicadas en zonas de riesgo de radiación térmica, cuando se realicen las pruebas de arranque de los mechurrios.

Los detalles de las áreas de influencia de radiación incidente de los Mechurrio, son mostrados en los Plot Plants del Anexo III. Sin embargo, la ubicación general de estas áreas y la ubicación de las edificaciones preliminares construidas dentro del área de influencia de los Mechurrios, son mostradas en las figuras que se presentan a continuación.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

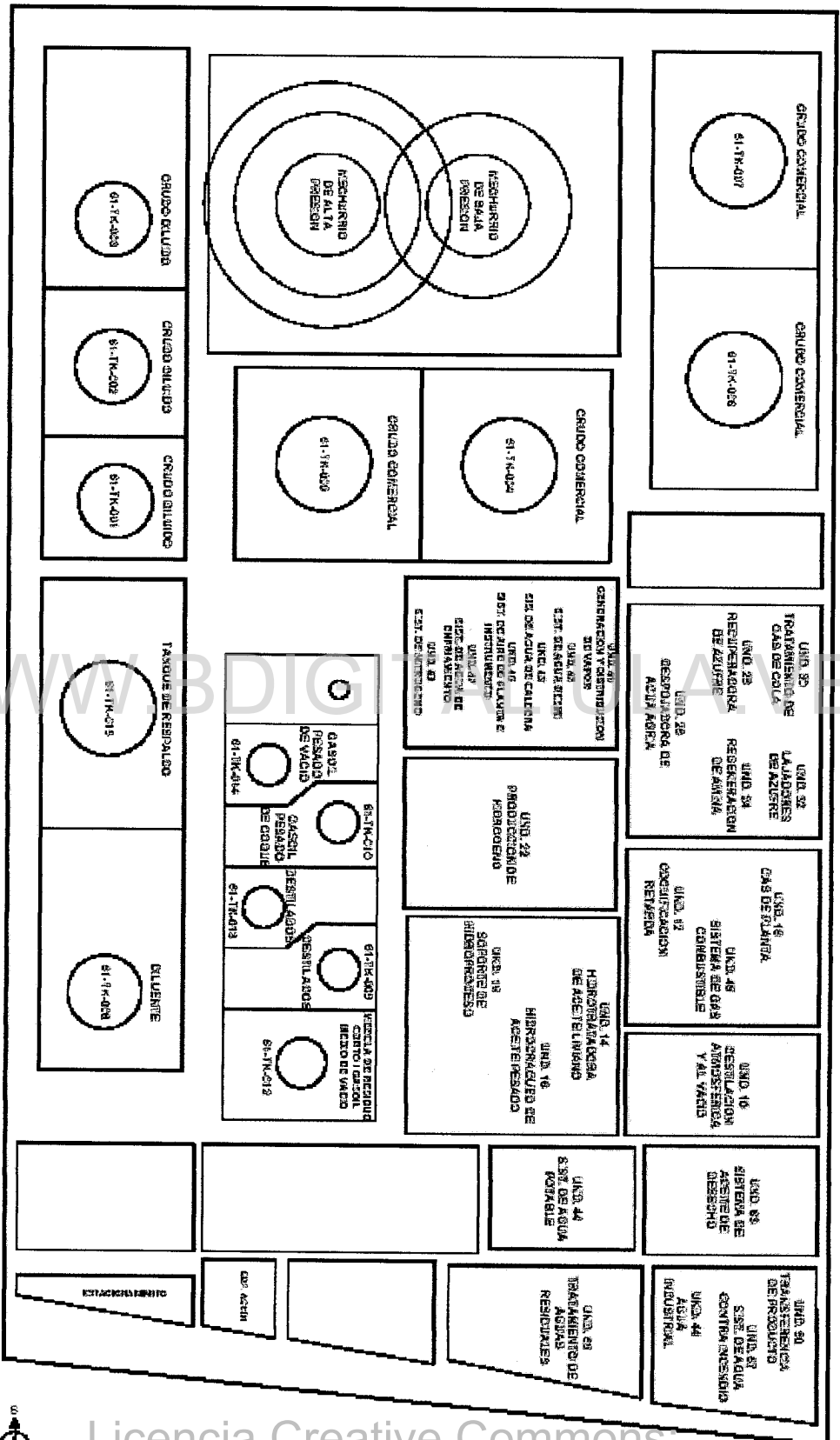
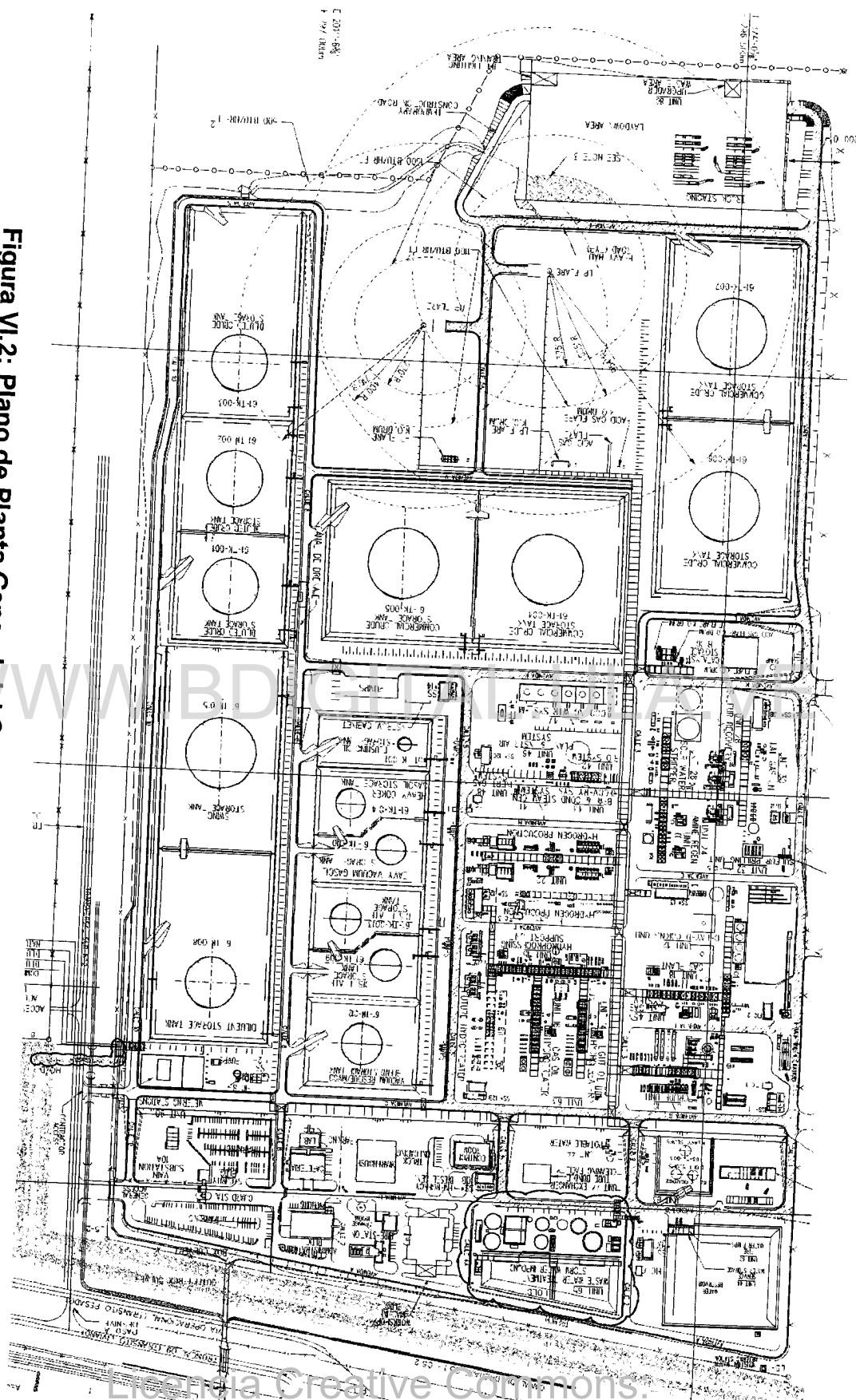


Figura VI.1: Plano general de ubicación de Petrolera Ameriven S.A, con detalles de las áreas afectadas por incidencia de la radiación térmica generada por los mechurrios de alta y baja presión

Figura VI.2: Plano de Planta General del Complejo de Petrolera Ameriven S.A (22)



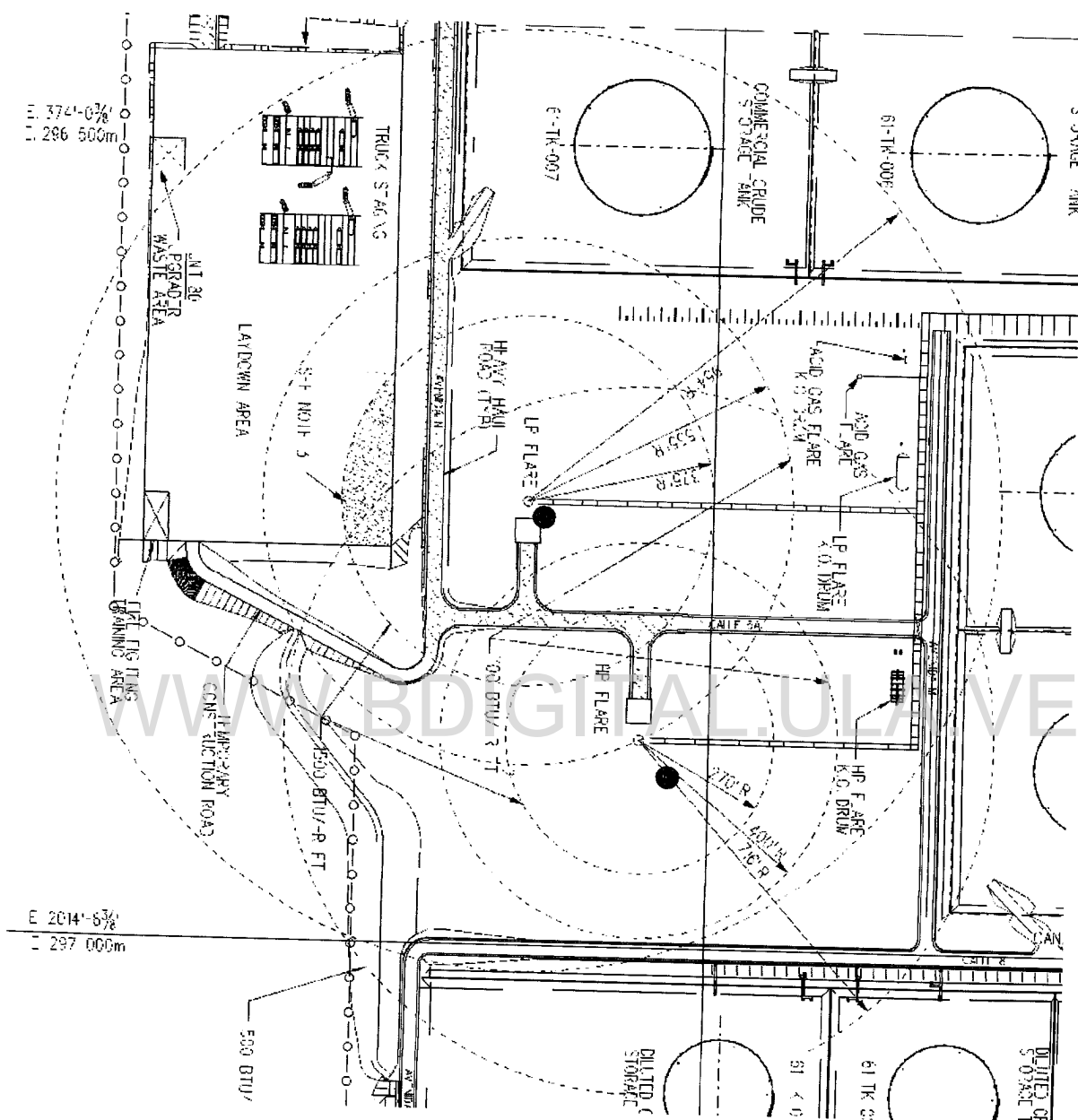


Figura VI.3 Zonas de Impacto de Radiación Térmica en el área 90 del Complejo de Petrolera Ameriven S.A ⁽²²⁾

La Figura VI.4 muestra las áreas intervenidas de la zona de influencia de radiación de los mechurrios de alta y baja presión. Obviamente, estas edificaciones serán desmanteladas al finalizar el montaje metalmecánico de todas las áreas de proceso, pero el arranque y prueba del sistema de alivio, conjuntamente con los servicios industriales del Complejo, fue programado con mes y medio de antelación al arranque de la Unidad Crudo, fecha en la

Licencia Creative Commons.

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

cual todas las edificaciones preliminares ya deberían haber sido desmanteladas.

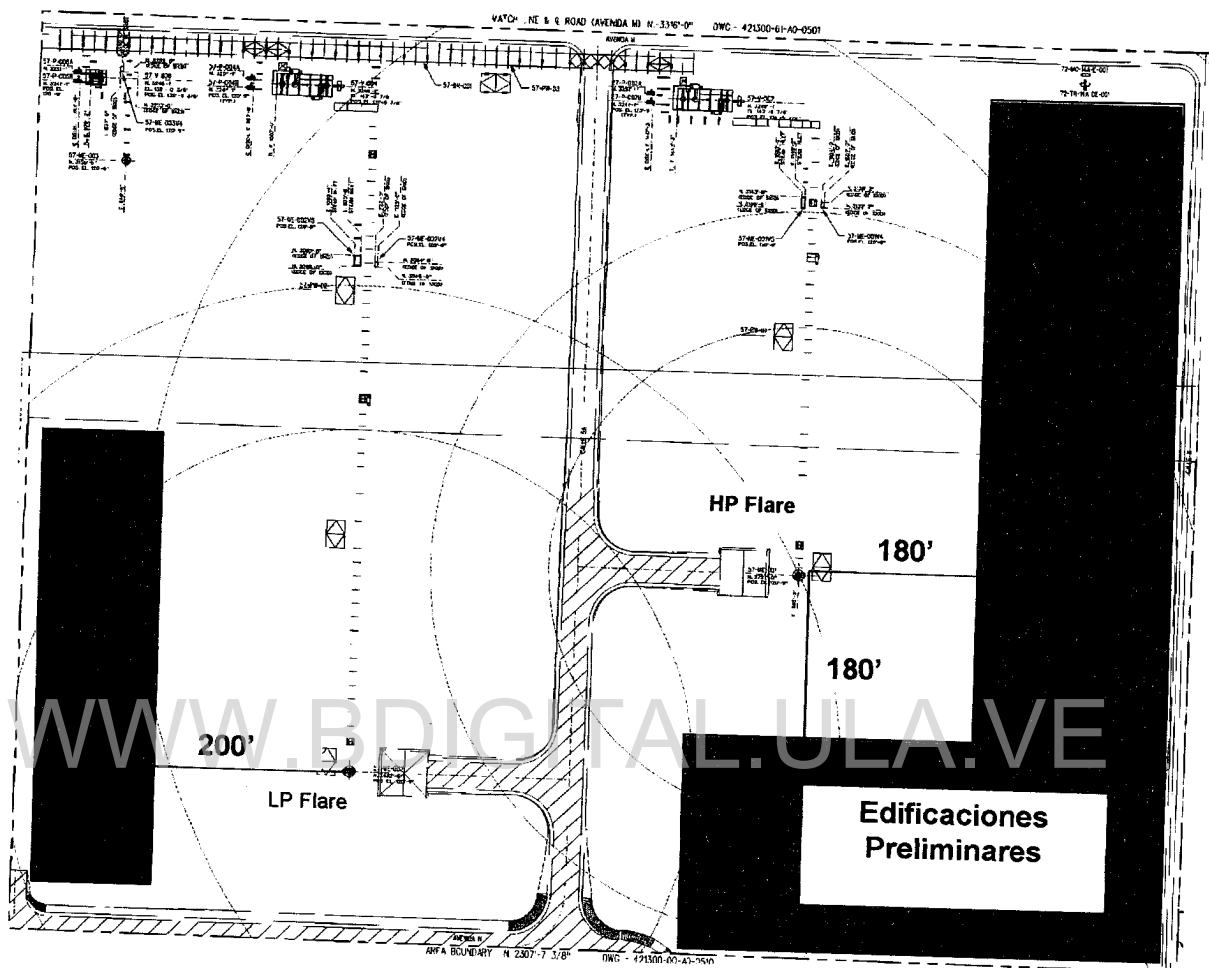


Figura VI.4 Zona de intervención de las áreas de influencia térmica de los mechorrios de alta y baja presión

VI.3 ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS

El procedimiento operacional de prueba y puesta en marcha de los mechorrios de alta y baja presión, contempla que el arranque de ambos sistemas debe ser realizado a un 25% de su capacidad instalada, usando para ello gas natural como gas de alivio. Esto implica que para el arranque de ambos equipos, los flujos de gas natural a establecer son los siguientes:

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Tabla VI.7 Flujos de gas de alivio durante el arranque de los mechurrios

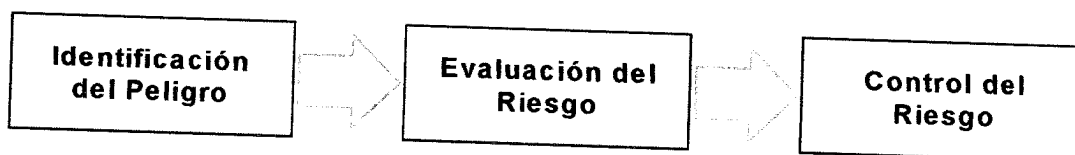
Mechurrio	Flujo Másico de Gas Natural durante el arranque y prueba
Alta Presión	268.745
Baja Presión	558.750

Las características fisicoquímicas del gas natural del Complejo son las siguientes:

Tabla VI.8 Características fisicoquímicas del Gas Natural

Composición, % molar	Magnitud
Metano	83,80
Etano	8,30
Propano	0,30
Nitrógeno	0,10
Dióxido de Carbono	7,50
LHV, BTU/ pie ³ estándar	903
Temperatura, °F	80

Petrolera Ameriven utiliza un Plan Gerencial de Riesgo (PGR) para apoyar y tomar las decisiones necesarias para asegurar un negocio seguro y rentable. Durante las operaciones de arranque y del día a día varios elementos de PGR serán usados para comprender la probabilidad y factores de severidad de las consecuencias en un evento de falla del sistema y tomar las acciones necesarias para reducir o mitigar cualquiera de los factores a un nivel aceptable. El PGR tiene diferentes etapas:



El primer paso en Plan Gerencial de Riesgo efectivo es la identificación de peligros. Diferentes técnicas son utilizadas para identificar riesgos. Petrolera Ameriven ha implementado un número de técnicas y métodos que han sido diseñados para ayudar a identificar peligros. Los peligros pueden ser inherentes al proceso o existir en el diseño del equipo, a las condiciones de operación, (Ej: presión, temperatura), la manera en que el personal lleva a cabo los procedimientos y la ubicación geográfica de la planta (Ej: huracanes). Petrolera Ameriven usa principalmente técnicas cualitativas, las cuales son típicamente aplicadas por un equipo multidisciplinario con representantes de SHA, Operaciones, Mantenimiento, Ingeniería y otros. La sinergia resultante

Licencia Creative Commons.

de las diferentes perspectivas de varias disciplinas mejora la calidad de los resultados. Los equipos desarrollan acciones correctivas y hacen recomendaciones cuando la técnica muestra peligros que tienen riesgos inaceptables.

Por todo lo expuesto, el análisis preliminar de peligros realizado durante la etapa pre arranque al sistema de disposición de alivios del Complejo, permitió identificar riesgos que habían sido ignorados durante la etapa de pre comisionado y comisionado. Esta actividad fue conjugada con la revisión del procedimiento de arranque y una inspección de seguridad pre arranque. Un resumen de las actividades más críticas identificadas, así como aquellos riesgos con mayor potencialidad de daños, se presentan a continuación, de acuerdo con la metodología usada para concretar los resultados más relevantes del APP.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Tabla VI.9 Resultados mas significativos del Análisis Preliminar de Peligros

Peligro	Causas	Consecuencias	Jerarquización	Acción Preventiva ó Correctiva
Detonación en tubería de propagación de llama	Mucho aire en la mezcla.	El frente de llama será débil y no se encenderán los pilotos. Daños a equipos y personas	Alto	Reduzca la presión de aire o aumente la presión de gas.
Retroceso de llama al panel de ignición.	Lineas asociadas obstruidas	Falla de la ventana de inspección del generador de llama. Daños a equipos y personas	Medio	Verificar que todas las líneas asociadas al sistema de ignición y pilotos estén limpias. Estas líneas deben ser sopladadas en ambos sentidos (hacia y desde la fuente) con una velocidad no menor de 300 ft/s.
Falla de llama en los pilotos	Baja presión de alimentación de gas	Indisponibilidad de encendido del Mechurrio	Bajo	Asegurar una presión de alimentación entre 15 y 20 psig
Falla de llama en los pilotos	Baja presión de alimentación de aire	Indisponibilidad de encendido del Mechurrio	Bajo	Asegurar una presión de alimentación entre 10 y 15 psig
Falla de encendido de los pilotos	Lineas obstruidas asociadas	Falla de encendido del mechurrio	Bajo	Limpia orificio de venturís de mezcla de los pilotos. El orificio de la boquilla de este dispositivo es menor de 1/8 plg. en diámetro

Tabla VI.9 (continuación) Resultados más significativos del Análisis Preliminar de Peligros

Aire en la Chimenea del mechorrio	Purga ineficiente	Retrocesos de llama hacia la chimenea con probabilidad de explosión.	Alto	La cantidad de purga debe se 10 veces el volumen de la Chimenea. Purgue hasta que la concentración de oxígeno sea inferior a 1% en volumen.
Aire en el cabezal de inyección de gas natural de prueba, entre el Knock Out Drum secundario y la base del mechorrio	Purga ineficiente	Retrocesos de llama hacia la chimenea con probabilidad de explosión.	Alto	Purgue el sistema. Se recomienda que el volumen de purga sea 10 veces el volumen de la línea a la rata especificada de purga. Mida la concentración de oxígeno. Esta debe ser menor a 1% en volumen.
Falla de inyección de vapor	Línea obstruida. Válvula no abre.	Se incrementa la incidencia térmica por radiación y la generación de humo.	Medio	Pruebe los sistemas de control de flujo de vapor al quemador del mechorrio, antes del arranque.
Ubicación de instalaciones preliminares a 180 y 200 pies de la base de los mechorrios	Baja disponibilidad de áreas para ubicación de instalaciones preliminares de empresas contratistas	Riesgo de incendio con daños a instalaciones preliminares	Alto	Evaluar radiación incidente a los flujos de prueba y arranque de los mechorrios.

Licencia Creative Commons:

Tabla VI.9 (continuación) Resultados más significativos del Análisis Preliminar de Peligros

45 personas trabajan en área de incidencia de radiación térmica	Personal administrativo y de logística de empresa contratistas	Riesgo de quemaduras de diferentes grados	Alto	Evaluar radiación incidente a los flujos de prueba y arranque de los Mechurrios.
Alta radiación incidente en área de ubicación de instalaciones preliminares	Los caudales de gas de alivio usados durante las pruebas de arranque, generan altos niveles de radiación	Riesgo de incendio con daños a personas e instalaciones	Alto	Proceso de toma de decisiones, sobre reubicación de instalaciones
Emisión a la atmósfera de vapores hidrocarburos	Falla de llama en pilotos. Alta relación Vapor de agua / Gas de alivio.	Formación de nube de vapores inflamables	Medio	Entonar panel de ignición de acuerdo con procedimiento. Garantizar estabilidad de llama en pilotos y quemador. Operar en manual el lazo de control de inyección de vapor.
Retroceso de llama en Chimenea del Mechurrio	Falla de Purga o inadecuado flujo de purga de la Chimenea	Riesgo de explosión interna en Chimeneas	Alto	Ajustar flujo de purga con gas natural de acuerdo con procedimiento. Medir concentración de oxígeno en el ducto de la chimenea a diferentes niveles
Retroceso de llama en cabezal principal de recolección alivios	Falla de aislamiento de K.Out Drum secundario	Riesgo de Incendio en áreas de proceso	Medio	Cegar el Cabezal después del Knock Out Drum secundario

Licencia Creative Commons:

VI.4 SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS A EVALUAR

Los escenarios a evaluar serán los siguientes:

1. **Arranque y pruebas operativas del mechorrio de baja presión (57-ME - 002 ó LP Flare), a un 25% de su capacidad instalada, usando como alivio de prueba Gas Natural.**

Este equipo se encuentra emplazado en el área 90 del Complejo, con su base a una distancia horizontal que varía entre 180 y 250 pies de las edificaciones preliminares que sirven de oficinas administrativas y área de almacenaje de equipos y herramientas de tres (03) empresas contratistas que participaron en la culminación de las obras del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A

2. **Arranque y pruebas operativas del mechorrio de alta presión (57 - ME-001 ó HP Flare), a un 25% de su capacidad instalada.**

Este equipo se encuentra emplazado en el área 90, con su base a una distancia horizontal de 200 pies de las edificaciones preliminares que sirven de oficinas administrativas y área de almacenaje de equipos y herramientas a dos (02) empresas contratistas que participan en la culminación de las obras del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven S.A

Para cada escenario se realizarán las simulaciones correspondientes, a objeto de determinar las consecuencias sobre las instalaciones preliminares afectadas por la zona de riesgo, así como su relación con los daños potenciales que se podrían derivar sobre el personal y la infraestructura construida como base operacional de las empresas contratistas. Las consecuencias serán evaluadas en términos de la radiación generada por cada escenario y la radiación incidente sobre las zonas de riesgo. Adicionalmente se realizarán los cálculos de dispersión para las potenciales nubes de vapores de hidrocarburos formadas, en caso de falla de los sistemas de ignición de los mechorrios.

VI.5 CRITERIOS DE DAÑOS

Estos fueron descritos en la secciones III.6 y III.7 del Capítulo III del presente trabajo.

VI.6 MODELO DE CÁLCULO

En general, estos fueron descritos y discutidos en la sección III.8 del Capítulo III del presente trabajo. No obstante, a continuación se presenta una descripción del software de John Zink Comany Corporation, el cual será utilizado para las determinaciones de radiación térmica.

Cuando el software se inicia, presenta la siguiente información:

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Sección de Inicio

John Zink Company
API Radiation and Sizing Program
APIRAD Version 1.00 JWW
Press RETURN to proceed.

Sección de ingreso de datos

Run Program

Flow Units

- 1) LB/HR
- 2) SCFH
- 3) SCFD
- 4) KG/HR
- 5) NM3/HR
- 6) NM3/D

Current Flow Units : LB/HR

If correct, press ENTER. Otherwise, enter correct value:

Current Mole Weight = 44

If correct, press ENTER. Otherwise, enter correct value:

Temperature Units

- 1) deg.F
- 2) deg.C
- 3) deg.R
- 4) deg.K

Current Temperature Units: deg.F

If correct, press ENTER. Otherwise, enter correct value:

Current K (Cp/Cv) = 1.12

If correct, press ENTER. Otherwise, enter correct value:

LHV Units

- 1) BTU/LB
- 2) BTU/SCF
- 3) KJ/KG
- 4) KJ/NM3

Current LHV Units : BTU/LB

If correct, press ENTER. Otherwise, enter correct value:

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Sección de verificación de data de entrada

- 1) Flow Rate = 100000 LB/HR
- 2) Mole Weight = 44
- 3) Gas Temp. = 100 deg.F
- 4) K (CP/CV) = 1.12
- 5) LHV = 20000 BTU/LB
- 6) Max. Tip Press. = No restriction in PSIG
- 7) Max. Mach No. = .5
- 8) Max. Tip Vel. = No restriction in ft/sec
- 9) Nom. Tip Diam. = SIZED BY PROGRAM
- 10) Atmos. Press. = 14.7 PSIA
- 11) Wind Speed = 30 ft/sec
- 12) Max. Rad. @ Grade = 1500 BTU/hr-sq.ft.
- 13) Emissivity = .15
- 14) Stack Height = SIZED BY PROGRAM
- 15) Distance for Profile = 200 ft.
- 16) Step Size for Profile = 25 ft.
- 17) QUIT PROGRAM

Enter item number to change value, or press ENTER to calculate.

Nota: En esta sección el software da la oportunidad de evaluar un mechorrio existente o de calcular uno nuevo, estableciendo los valores del diámetro y de la altura de la chimenea del mechorrio existente.

Sección de resultados

TIP DATA

Tip size = 14 in.
Velocity = 383 ft/sec
Delta-P = 1.7 PSIG
Mach No. = 0.45

FLAME DATA:

Heat Release = 2000 MMBTU/hr
Flame length = 64 ft.
Flame Center = (68.9 , 30.8) ft. from tip

Radiation at Grade from 95 ft. OAH Stack

Dist. from Stack Radiation at Grade

(ft)	(BTU/hr-sq.ft.)
0.0	1160
25	1344
50	1475
75	1504

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

100	1421
125	1257
150	1065
175	881
200	723

Press RETURN to proceed.

Como se puede observar, el software determina el diámetro de la chimenea del mechurrio, así como la altura de la misma, la velocidad de descarga del gas, las coordenadas del centro de llama, la longitud de la llama, el calor liberado, la caída de presión y el perfil de radiación para cualquier distancia o rangos de distancia solicitados. El software no considera la inyección de vapor, por lo cual, para ajustar los niveles de radiación a estimar, se debe ajustar la emisividad del gas a quemar de acuerdo con la data existente de la Fracción de Calor Irradiada por tipo de gas. Esta información se expone a continuación:

Tabla VI.10 Valores típicos de Emisividad de Gases ⁽¹⁾

Gas	Emisividad o Fracción de Calor Irradiada
Hidrógeno	0.15
Gas Natural	0.19
Propano +	0.29

Para cualquier otra especie de peso molecular mayor al Propano, pueden emplearse los modelos matemáticos definidos en el Capítulo III.

VII. CÁLCULO DE CONSECUENCIAS

Se realizaron las estimaciones para los escenarios descritos en el capítulo VI y se encontraron los siguientes resultados:

VII.1 RADIACIÓN TÉRMICA

Escenario N°1:

Estimación de la radiación térmica a emitir por el mechurrio de baja presión, durante la prueba de arranque y puesta en marcha.

Tabla VII.1 Data de Proceso requerida para la evaluación

Parámetro	Magnitud
Flujo de alivio, Lbm/h	558.750
Peso molecular promedio	19.3
Temperatura de los gases de alivio, °F	80
Relación Cp/Cv	1.27
LHV o Valor Calorífico Neto, BTU/SCF.	903
Consumo máximo de vapor de agua, Lbm/h	55.500
Velocidad del viento, pie/seg	27
Emisividad ó fracción de calor irradiada, adimensional	$0,15 \times 0,35 = 0,06^*$
Diámetro interno de chimenea, pulg.	54
Altura neta de la chimenea, pies	328
Humedad Relativa de la zona, %	82
Temperatura ambiente promedio, °F	80
Dirección prevaleciente del viento	Noreste

Una vez realizada la evaluación mediante el software validado, se encontraron los siguientes resultados:

Tabla VII.2 Resultados obtenidos en la evaluación del Escenario N°1

Distancia desde la base del Mechurrio, pies	Radiación Emitida BTU/h.Pie ²	
	Emisividad = 0.06	Emisividad = 0.15 (Falla de Vapor)
25	254	658
50	263	679
75	271	695
100	278	707
125	283	714
150	286	716
175	286	713
200	285	704
225	282	690
250	276	672
275	269	651
300	260	626

Nota: La velocidad de salida determinada en el quemador del mechurrio fué de 223 pies /seg

Escenario N°2:

Estimación de la radiación térmica a emitir por el mechurrio de alta presión, durante la prueba de arranque y puesta en marcha.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Tabla VII.3 Data de Proceso requerida para la evaluación

Parámetro	Magnitud
Flujo de alivio, Lbm/h	268.745
Peso molecular promedio	19.3
Temperatura de los gases de alivio, °F	80
Relación Cp/Cv	1.27
LHV o Valor Calorífico Neto, BTU/SCF	903
Consumo máximo de vapor de agua, Lbm/h	25.000
Velocidad del viento, pie/seg	27
Emisividad ó fracción de calor irradiada, adimensional	$0.15 \times 0,35 = 0,06^*$
Diámetro interno de chimenea, pulg.	54
Altura neta de la chimenea, pies	213
Humedad Relativa de la zona, %	82
Temperatura ambiente promedio, °F	80
Dirección prevaleciente del viento	Nor Este

Una vez realizada la evaluación mediante el software validado, se encontraron los siguientes resultados:

Tabla VII.4 Resultados obtenidos en la evaluación del Escenario N°2

Distancia desde la base del Mechurrio, pies	Radiación Emitida BTU/h.Pie ²	
	Emisividad = 0.06	Emisividad = 0.15 (Falla de Vapor)
25	309	726
50	324	772
75	335	811
100	340	838
125	339	851
150	332	848
175	319	829
200	302	798
225	283	755
250	262	706
275	240	654
300	219	601

Nota: La velocidad de salida determinada en el quemador del Mechurrio fue de de107 pies /seg

VII.2 DISPERSIÓN DE GASES ^(1,12)

Escenario N°1: Falla de llama en mechurrio de baja presión

En este caso se considerará el escenario más crítico, el cual comprende la falla de llama y la falla de inyección de vapor.

Tabla VII.5 Data de Proceso requerida para la evaluación

Parámetro	Magnitud
Flujo de alivio, Lbm/h	558.750
Peso molecular promedio	19.3
Temperatura de los gases de alivio, °F	80
Diámetro interno de chimenea, (pulg, m)	(54 - 1,3716)
Altura neta de la chimenea, (pies, m)	(328 - 100)
Humedad Relativa de la zona, %	82
Temperatura ambiente promedio, °F	80
Dirección prevaleciente del viento	Noreste
Velocidad del viento, (Pie/seg, m/seg)	(27 - 8,23)
Estabilidad Térmica, B - Diurna	Moderadamente Inestable
Velocidad de salida de gases en chimenea, (pie/seg, m/seg)	(223 - 68)

Utilizando el método de cálculo sugerido por la sección 4.3.2.2 de la Norma API RP 521, se obtienen los siguientes resultados:

1. Cálculo del Factor $Y^* = d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5}$

$d_j = 4,5$ pies

$\rho_j = 0.0502$ Lbm/pie³

$\rho_\infty = 0.0752$ Lbm / pie³

$Y^* = 3,7$

2. Cálculo del radio de velocidades $VR = U_\infty / U_j$

$U_\infty = 27$ pie/seg

$U_j = 223$ pie/seg

$VR = 0,12$

De la curva de la Figura III.24 especificada en el Capítulo III, conjuntamente con el valor de la relación ó radio de velocidades, se obtiene:

$Y / [d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5}] = 20$

Por tanto, $Y = Y^* \cdot [d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5}]$

$Y = 3,7 \cdot 20 = 74$ pies

3. Cálculo del Factor $X^* / d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5}$

$X^* = Y^* = 3,7$

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

$$VR = 0,12$$

De la Figura III.25 del Capítulo III, conjuntamente con el valor de la relación ó radio de velocidades, se obtiene:

$$X^* = X / d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5} = 30$$

Por lo cual,

$$X = X^* \cdot 30 = 3,7 \cdot 30 = 111 \text{ pies}$$

Por tanto, las coordenadas que definen el alcance del límite inferior de inflamabilidad de la nube de vapores inflamables que se forma, serán las siguientes:

$X = 111$ pies de distancia horizontal, medida desde la base de la chimenea del mechurrio

$Y = 74$ pies de distancia vertical, medida desde la elevación primaria de descarga. O sea, que la coordenada Y estará ubicada en:

$Y = 328 + 74 = 402$ pies de altura, ya que la altura de la chimenea del mechurrio de alta presión es de 328 pies.

Una determinación más rigurosa es la realizada por el Método Pasquill – Gifford establecido en la sección 5 de la Norma PDVSA 90616.1.020. Los resultados obtenidos para el Escenario N°1 empleando esta metodología son los siguientes:

Estimación – Escenario N°1 – Método Pasquill - Gifford

Como la temperatura de salida de los gases es prácticamente igual a la temperatura ambiental de la zona, se considera que domina el efecto de las fuerzas de momento y no la flotabilidad. Por tanto, se procede a determinar la ascensión máxima de la nube en el plano de vertical de acuerdo con el modelo matemático que se expone a continuación y que fue definido en el Capítulo III:

1. Cálculo de la altura máxima

$$\Delta H_{\text{máx}} = (3 \cdot U_j \cdot D) / U_\infty$$

$$\Delta H_{\text{máx}} = (3 \cdot 68 \cdot 1,3716) / 8,23 = 34 \text{ m} = 111,5 \text{ pies}$$

$$\Delta H_{\text{Total}} = \Delta H_{\text{máx}} + \text{Altura de la Chimenea} = 34 + 100 = 134 \text{ m} = 440 \text{ pies}$$

2. Cálculo de la distancia horizontal donde la nube de vapores alcanza su límite inferior de inflamabilidad:

$$X_{(\Delta H_{\text{máx}})} = (0,037 \cdot \Delta H_{\text{máx}}^3) / R^2 [U_j^2 / [U_\infty(U_j + 3U_\infty)]^2]$$

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

$$X_{(\Delta H_{\text{máx}})} = 0,037 (34)^3 / [(0,68)^2 [(68)^2 / [8,23 (68 + 3 \cdot 8,23)^2]]]$$

$$X_{(\Delta H_{\text{máx}})} = 84 \text{ m} = 275 \text{ pies}$$

Escenario N°2: Falla de llama en mechorrio de alta presión

En este caso se considerará el escenario más crítico, el cual comprende la falla de llama y la falla de inyección de vapor

Tabla VII.6 Data de Proceso requerida para la evaluación

Parámetro	Magnitud
Flujo de alivio, Lbm/h	268.745
Peso molecular promedio	19.3
Temperatura de los gases de alivio, °F	80
Diámetro interno de chimenea, (pulg., m)	(54 - 1,3716)
Altura neta de la chimenea, (pies, m)	(213 - 65)
Humedad Relativa de la zona, %	82
Temperatura ambiente promedio, °F	80
Dirección prevaleciente del viento	Noreste
Velocidad del viento, (pie/seg, m/seg)	(27 - 8,23)
Estabilidad Térmica, B - Diurna	Moderadamente Inestable
Velocidad de salida de gases en Chimenea, (pie/seg, m/seg)	(107 - 32,6)

Utilizando el método de cálculo sugerido por la sección 4.3.2.2 de la Norma API RP 521, se obtienen los siguientes resultados:

1. Cálculo del Factor $Y^* = d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5}$

$$d_j = 4,5 \text{ pies}$$

$$\rho_j = 0.0502 \text{ Lbm/pie}^3$$

$$\rho_\infty = 0.0752 \text{ Lbm / pie}^3$$

$$Y^* = 3,7$$

2. Cálculo del radio de velocidades $VR = U_\infty / U_j$

$$U_\infty = 27 \text{ pie/seg}$$

$$U_j = 107 \text{ pie/seg}$$

$$VR = 0,25$$

Por extrapolación de la curva de la Figura III.24 especificada en el Capítulo III, conjuntamente con el valor de la relación o radio de velocidades, se obtiene:

$$Y / [d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5}] = 5$$

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Por tanto, $Y = Y^* \cdot [d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5}]$

$$Y = 3,7 \cdot 5 = 18,5 \text{ pies}$$

3. Cálculo del Factor $X^* / d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5}$

$$X^* = Y^* = 3,7$$

$$VR = 0,25$$

Por extrapolación de la Figura III.25 del capítulo III, conjuntamente con el valor de la relación ó radio de velocidades, se obtiene:

$$X^* = X / d_j \cdot (\rho_j / \rho_\infty)^{0.5} = 16$$

Por lo cual,

$$X = X^* \cdot 16 = 3,7 \cdot 16 = 60 \text{ pies}$$

Por tanto, las coordenadas que definen el alcance del límite inferior de inflamabilidad de la nube de vapores inflamables formada serán:

$X = 60$ pies de distancia horizontal, medida desde la base de la chimenea del Mechurrio

$Y = 18,5$ pies de distancia vertical, medida desde la elevación primaria de descarga. O sea, que la coordenada Y estará ubicada en:

$Y = 213 + 18,5 = 231,5$ pies de altura, ya que la altura de la chimenea del Mechurrio de alta presión es de 213 pies.

Estimación – Escenario N°2 - Método Pasquill – Gifford

Como la temperatura de salida de los gases es prácticamente igual a la temperatura ambiental de la zona, se considera que domina el efecto de las fuerzas de momento y no la flotabilidad. Por tanto, se procede a determinar la ascensión máxima de la nube en el plano de vertical de acuerdo con el modelo matemático que se expone a continuación y que fue definido en el Capítulo III.

1. Cálculo de la altura máxima

$$\Delta H_{\text{máx}} = (3 \cdot U_j \cdot D) / U_\infty$$

$$\Delta H_{\text{máx}} = (3 \cdot 107 \cdot 4,5) / 27 = 54 \text{ pies} = 16,5 \text{ m}$$

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

2. Determinación de la distancia horizontal donde la nube de vapores alcanza su límite inferior de inflamabilidad:

$$X_{(\Delta H_{\text{máx}})} = (0,037 \cdot \Delta H_{\text{máx}}^3) / R^2 [U_j^2 / [U_{\infty}(U_j + 3U_{\infty})]^2]$$

$$X_{(\Delta H_{\text{máx}})} = 0,037 (16,5)^3 / [(0,68)^2 [(32,6)^2 / [8,23 (32,6 + 3 \cdot 8,23)^2]]]$$

$$X_{(\Delta H_{\text{máx}})} = 69 \text{ m} = 226 \text{ pies}$$

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

VIII. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A continuación se presenta el análisis y la discusión de los resultados de la evaluación realizada a los mechurrios de baja y alta presión del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven, para los escenarios definidos.

VIII.1 RADIACIÓN TÉRMICA – MECHURRIO DE BAJA PRESIÓN

Las instalaciones preliminares construidas dentro del área de influencia térmica de este mechurrio, se encuentran a una distancia crítica de 200 pies. Los resultados obtenidos para el escenario evaluado y para la distancia de referencia (200 pies), fueron los siguientes:

Tabla VIII.1 Niveles de Radiación Térmica determinados para el Escenario N°1

Distancia desde la base del Mechurrio, pies	Radiación Emitida BTU/h.Pie ²	
	Emisividad = 0.06	Emisividad = 0.15 (Falla de Vapor)
25	254	658
50	263	679
75	271	695
100	278	707
125	283	714
150	286	716
175	286	713
200	285	704
225	282	690
250	276	672
275	269	651
300	260	626

De acuerdo con los resultados mostrados en la Tabla VIII.1, los niveles de radiación determinados no son significativos, ya que no son superiores a los límites establecidos de tolerancia para el personal ocupacionalmente expuesto. Aún para el escenario más crítico, el cual comprende la falla de la inyección de vapor al mechurrio durante el arranque, la radiación estimada a

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

200 pies de la base de la chimenea del mismo es de 704 BTU/h.pie². Por tanto, de acuerdo con los criterios de daños presentados en las Tablas III.3 y III.4 del Capítulo III, este nivel de radiación es tolerable para largo tiempo de exposición, siempre que nos refiramos al personal ocupacionalmente expuesto y este se encuentre en el área con todo su equipo de seguridad.

De hecho, se ha demostrado que aún niveles de radiación incidente de 1.500 BTU / h.pie², son tolerables por el personal ocupacionalmente expuesto durante un período de hasta 5 minutos ⁽⁶⁾. En este punto debemos destacar que el tiempo máximo de exposición reflejado por la Tabla III.3 (16 segundos), es para personal que no esté protegido con la debida indumentaria de seguridad. Por otra parte, las instalaciones que sirven de oficina a las empresas contratistas y que permanecen en el área de influencia térmica del mechurrio, no sufrirán daño alguno, ya que se requieren niveles de incidencia térmica mayores ó iguales de 3.000 BTU/h.pie², para que los equipos ó las instalaciones se encuentren en severos riesgos de sufrir daños.

Debido al análisis anterior, la prueba de arranque y puesta en marcha del mechurrio de baja presión del Complejo, puede llevarse a cabo sin necesidad de desincorporar las oficinas administrativas ubicadas temporalmente dentro de su área de influencia térmica.

VIII.2 RADIACIÓN TÉRMICA – MECHURRIO DE ALTA PRESIÓN

Las instalaciones preliminares construidas dentro del área de influencia térmica de este mechurrio, se encuentran a una distancia crítica de 180 pies. Los resultados obtenidos para el escenario evaluado y para la distancia de referencia (180 pies), fueron los siguientes:

Tabla VIII.2 Niveles de Radiación Térmica determinados para el Escenario N°2

Distancia desde la base del Mechurrio, pies	Radiación Emitida BTU/h.Pie ²	
	Emisividad = 0.06	Emisividad = 0.15 (Falla de Vapor)
25	309	726
50	324	772
75	335	811
100	340	838
125	339	851
150	332	848
175	319	829
200	302	798
225	283	755
250	262	706
275	240	654
300	219	601

De acuerdo con los resultados mostrados por la Tabla VIII.2, los niveles de radiación térmica que se generarán a una distancia de 180 pies de la base del mechurrio, no son significativos (319 BTU/h.pie²), ya que son inferiores a 1.500 BTU/h.pie²; y por lo tanto no representan un riesgo para el personal ocupacionalmente. Se destaca que de acuerdo con los criterios de tolerancia de radiación térmica expuestos en las Tablas III.3 y III.4 del Capítulo III, un nivel de 512 BTU/h.pie² sería suficiente para alcanzar el umbral de dolor en un tiempo de 60 segundos (Tabla III.3); mas sin embargo, la Tabla III.4 indica que este nivel de radiación (512 BTU/h. pie²) es tolerable por un largo tiempo de exposición. Lo anterior parece una contradicción de las Normas, ya que las mismas no especifican que los tiempos indicados para alcanzar el umbral de dolor (quemadura), son para personal ocupacionalmente expuesto y con una exposición directa de la piel a la radiación incidente.

Por otra parte, a la luz de los resultados encontrados, se puede observar que aún para el escenario más crítico, el cual comprende la falla de la inyección de vapor al mechurrio durante el arranque, la radiación estimada a distancias de 175 y 200 pies entre la base del mechurrio y las instalaciones preliminares, oscila entre 829 y 798 BTU/h.pie². Por tanto, de acuerdo con los criterios de daños anteriormente descritos, este nivel de radiación es tolerable para largo

Licencia Creative Commons:

tiempo de exposición, siempre que nos refiramos al personal ocupacionalmente expuesto y éste se encuentre en el área con todo su equipo de seguridad. Por otra parte, las instalaciones que sirven de oficina a las empresas contratistas y que permanecen en el área de influencia térmica del mechurrio, no sufrirán daño alguno, ya que se requieren niveles de incidencia térmica mayores ó iguales de $3.000 \text{ BTU/h.pie}^2$, para que los equipos ó las instalaciones se encuentren en severos riesgos de sufrir daños.

En la Figura VIII.1 se indican referencias Distancia Vs Radiación incidente en el área de influencia de los mechurrios. En este sentido se debe destacar que el criterio de diseño especificado por Petrolera Ameriven para estas instalaciones, fue que cualquier estructura permanente debía estar ubicada a una distancia donde la máxima radiación incidente fuera de 500 BTU/h.pie^2 . Por tanto, bajo el amparo de este criterio de diseño, se infiere que las edificaciones preliminares debían ser desincorporadas. No obstante, se aceptó el nivel de riesgo (704 y 829 BTU/h.pie^2) de radiación incidente, debido a:

- Alto costo que significaba la reubicación de las instalaciones potencialmente afectadas
- Posibilidad de mitigar el riesgo mediante medidas de prevención a imponer durante el período de prueba de arranque de los mechurrios, así como de las investigaciones realizadas por John Zink Company y de la experiencia operacional de los Ingenieros de Combustión encargados de realizar las pruebas de arranque.
- Por otra parte, los niveles de radiación críticos solo se producirían en caso de falla de la inyección de vapor al quemador de los mechurrios, y de ocurrir esta situación la prueba de arranque sería suspendida de inmediato.

Por lo antes expuesto, se puede afirmar que la prueba de arranque y puesta en marcha del mechurrio de alta presión del Complejo, puede llevarse a cabo sin necesidad de desincorporar las oficinas administrativas ubicadas temporalmente dentro de su área de influencia térmica.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

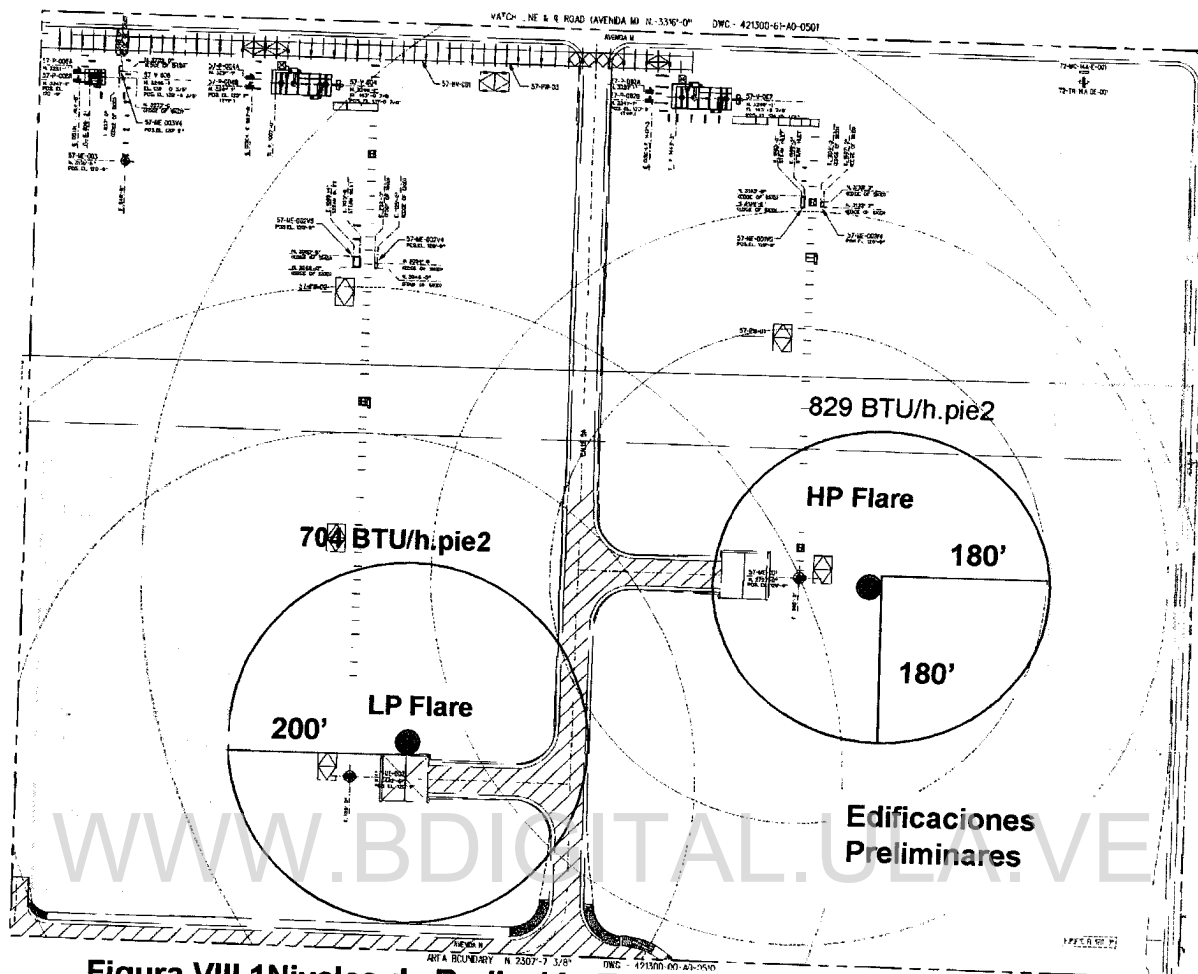


Figura VIII.1 Niveles de Radiación Térmica generados por los mechurrios de baja y alta presión durante las pruebas de arranque y puesta en marcha

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

VIII.3 DISPERSIÓN – MECHURRIO DE BAJA PRESIÓN

Las coordenadas determinadas para que una potencial nube de vapores inflamables descargada desde la chimenea de este equipo, alcance el Límite Inferior de Inflamabilidad; son las siguientes:

Tabla VIII. 3 Resultados de la evaluación de dispersión mechurrio de baja presión

Método de Evaluación	Coordenadas en el Plano (X - Y), pies
Norma API RP 521	111 - 402
Norma PDVSA (Método Pasquill – Gifford)	275 - 440

Como lo indican los resultados obtenidos, la desviación observada entre las dos metodologías de cálculo es de un 147% para la distancia horizontal y de un 9% para la columna ascensional. Obviamente, por ser el Método de Pasquill – Gifford el modelo mas ampliamente usado, se discutirán los resultados obtenidos por esta metodología.

De la Figura VIII.1 se puede observar que las instalaciones preliminares construidas en el área de influencia del mechurrio de baja presión, se encuentran a 200 pies de su base. Por otra parte, los resultados mostrados por la Tabla VIII.3; indican que el Límite Inferior de Inflamabilidad de la nube de vapores expulsada por el mechurrio en caso de falla de llama en el mismo, se alcanzaría a 275 pies de distancia horizontal y por tanto, las edificaciones preliminares están ubicadas en una zona de alto riesgo. Sin embargo, debido al efecto ascensional de la columna de vapores y al hecho de que el gas de prueba es mas liviano que el aire (menor peso molecular), la nube de vapores se encontrará a una altura de 440 pies respecto al nivel del suelo, por lo cual no tendrá ninguna oportunidad de confinarse y mucho menos de ignitarse. Adicionalmente, por ser la prueba de arranque un procedimiento controlado, en caso de falla de llama en el mechurrio, la prueba sería suspendida de inmediato, minimizando la expulsión de gas a la atmósfera.

Por lo antes expuesto, se puede afirmar que la prueba de arranque y puesta en marcha puede llevarse a cabo, ya que el riesgo de que las instalaciones preliminares ubicadas dentro de su área de influencia, sean expuestas a una nube de vapores inflamables, no existe.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

VIII.4 DISPERSIÓN – MECHURRIO DE ALTA PRESIÓN

Las coordenadas determinadas para que una potencial nube de vapores inflamables descargada desde la chimenea de este equipo, alcance el Límite Inferior de Inflamabilidad; son las siguientes:

Tabla VIII.4 Resultados de la evaluación de dispersión - mechurrio de alta presión

Método de Evaluación	Coordenadas en el Plano (X - Y), pies
Norma API RP 521	60 - 232
Norma PDVSA (Método Pasquill – Gifford)	226 - 267

De igual manera, la desviación entre las dos metodologías estudiadas persiste en esta evaluación. Y por las razones ya expuestas, se discutirán los resultados obtenidos por la metodología Pasquill - Gifford.

En este caso, una vez más las instalaciones preliminares construidas dentro del área de influencia térmica del mechurrio en estudio, se encuentran dentro del rango horizontal donde la nube expulsada por el mechurrio aún no alcanzado la dilución necesaria para estar fuera de los límites de inflamabilidad (226 pies Vs 180 pies). Sin embargo, la nube estaría ubicada a 267 pies de altura, por lo cual no representa un riesgo; ya que su probabilidad de ignitarse y deflagrar no existe, pues justamente a 267 pies de altura alcanza su límite inferior de inflamabilidad y comienza su dilución atmosférica. Por otra parte, por ser el gas de prueba mas liviano que el aire, en ningún momento iniciará un proceso de descenso o decantación al nivel del suelo.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del análisis realizado a los escenarios estudiados, se desprenden las siguientes conclusiones y recomendaciones:

IX.1 CONCLUSIONES

1. De acuerdo con el análisis de los resultados obtenidos para las evaluaciones realizadas, las edificaciones preliminares y temporales que fueron construidas en el área de influencia térmica de los mechurrios de alta y baja presión del Complejo Mejorador de Crudo de Petrolera Ameriven, pueden permanecer en el área durante la realización de las pruebas de arranque y puesta en marcha de ambos equipos.
2. Estas instalaciones y el personal que labora en las mismas, no estarán expuestos a niveles de riesgos intolerables ó peligrosos, ya que el impacto determinado tanto para la consecuencia de radiación térmica incidente como para la de dispersión y posterior formación y confinamiento de una nube de vapores inflamables, no es significativo.

IX.2 RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos, los cuales indican que no se requiere ninguna acción de control de riesgo, se recomienda que se tomen las siguientes medidas de control ó precaución:

1. Durante la puesta en marcha de las instalaciones estudiadas, se deberán observar en todo momento los procedimientos operacionales desarrollados para tal fin.
2. Todo el personal que labora en las áreas administrativas temporales ubicadas dentro del área de influencia térmica de ambos mechurrios, deberá estar debidamente informado de la fecha de la puesta en marcha de las instalaciones, a objeto de que no traspase los límites de seguridad que se establezcan por parte del personal de Control de Riesgo.
3. Se debe preparar un procedimiento de evacuación de las áreas potencialmente afectadas, en caso de que se presente alguna eventualidad.
4. Se deberán instalar Guardias de Prevención en las zonas de seguridad que establezca el personal de bomberos conjuntamente con el personal de control de riesgos.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

5. Se deberán impartir charlas de seguridad a todo el personal involucrado en las operaciones de arranque y a aquellos que realizan labores administrativas en las oficinas temporales de las diferentes empresas contratistas. Las mismas deben hacer énfasis en los riesgos que implica la radiación térmica.
6. Todas las empresas contratistas deberán minimizar sus actividades el día de la prueba de puesta en marcha, a objeto de que minimizar el personal ocupacionalmente expuesto, y que necesariamente deba permanecer dentro del área de potencial riesgo.
7. Todo el personal administrativo o de logística que deba permanecer dentro del área demarcada por las instalaciones preliminares, deberá ser dotado de los implementos de seguridad necesarios contra radiación incidente: Braga ignífuga manga larga, protector de cuello, guantes, lentes de seguridad opacos, casco y botas de seguridad.

Todas las medidas de control de riesgo anteriormente definidas, están dirigidas a establecer controles que eliminen el peligro siempre y cuando sea posible, sustituirlo con un peligro menor, aislar el peligro de la gente, segregar la gente del peligro, emplear prácticas seguras de trabajo; entrenar, informar e instruir a todo el personal sujeto al peligro; y por último, a instituir sistemas de alarma y alerta.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1]. Norma API 521: A guide pressure, relieving and depressuring systems
- [2]. API Publicación 931, Manual sobre la Disposición de Desechos de Refinería, Volumen sobre Emisiones Atmosféricas, Capítulo 15, "Mechurrios", Última Edición.
- [3]. Brzustowski, T.A., y Sommer, E.C., Jr., "Predicción de Calor Radiante del Mechurrio", Pre-impresión número 64-73, presentado en una sesión de API sobre Sistemas de Alivio de Presión (Mayo 17, 1973).
- [4]. P. R. Oenbring and T. R. Sifferman, "Flare Design Based on Full-Scale Plant Data," API Midyear Refining Meeting, 1980.
- [5]. R. E. Schwartz, et al, "Environmental Factors Versus Flare Application," Paper 13a, Symposium on Loss Prevention, AIChE 83rd National Meeting, 1977.
- [6]. Flare radiation prediction: A critical review. Robert E. Schwartz and Jeff W. White. Prepared for presentation at annual loss prevention symposium of the American Institute of Chemical Engineers. February 28 1.996
- [7]. G. R. Kent, "Practical Design of Flare Stacks," Hydrocarbon Processing & Petroleum Refiner, Vol. 43, No. 8, August 1964, p. 121-125.
- [8]. Gas Suppliers Processors Association (GSPA). Manual de Diseño. 1.995
- [9]. S. H. Tan, "Flare System Design Simplified, Hydrocarbon Processing, Vol. 46, No. 1, January 1967, p.172-176.

- [10]. Manual de Escuela de Diseño de Mechurrios, Hornos y Quemadores. John Zink Co. 1.995
- [11]. Norma PDVSA IR-S-02. Criterios para el análisis cuantitativo de riesgos. Manual de Ingeniería de Riesgos.
- [12]. Norma PDVSA 90616.1.020. Cálculos de Dispersión. Manual de Ingeniería de Diseño.
- [13]. Norma PDVSA IR-S-01. Filosofía de Diseño Seguro. Manual de Ingeniería de Riesgos.
- [14]. Manual de Operaciones de Petrolera Ameriven S.A. Gerencia de Operaciones.
- [15]. Manual de Ingeniería de Riesgos. Post Grado en Seguridad, Higiene y Ambiente. Universidad de los Andes. 2.002.
- [16]. Combustión Engineering Manual. John Zink Company. Primera Edición. 2.002.
- [17]. Manual de Operaciones de Unidad 57 de Petrolera Ameriven S.A. Gerencia de Operaciones.
- [18]. Cunda Leite Olavo. Diseño y Evaluación de Mechurrios. Curso de mejoramiento profesional. PDVSA CIED. 1.994
- [19]. Heitner, Irving, "Una Mirada Crítica al API RP 521", HYDROCARBON PROCESSING, 209–212 (Noviembre 1970).
- [20]. Schwartz, R., y Keller, M., "Factores Ambientales Versus Aplicacion de Mechurrio", CHEMICAL ENGINEERING PROGRESS, 41–44. (Septiembre 1977)

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

- [21]. Norma API 520. Sizing, Selection and Installation of Pressure – Relieving Devices in Refineries.
- [22]. Manual de Especificaciones Técnicas de Unidades de Proceso de Petrolera Ameriven S.A. Gerencia Técnica.
- [23]. GBA Corona. Manual de Especificaciones técnicas de Mechurrios de alta y baja presión para Petrolera Ameriven S.A. 2.003

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

FLARE RADIATION PREDICTION: A CRITICAL REVIEW

PREPARED FOR PRESENTATION AT
ANNUAL LOSS PREVENTION SYMPOSIUM
OF THE
AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS
SESSION 12, FLARE STACKS AND
VAPOR CONTROL SYSTEMS
FEBRUARY 28, 1996



NOTICE

This document contains confidential and proprietary information owned by John Zink Company, LLC. We grant you permission to retain the document in your files and to have access to the information contained herein based on the understanding that you will not knowingly make the document or its contents available to persons outside your company or employment.
©1996, John Zink Company. All rights reserved.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

FLARE RADIATION PREDICTION: A CRITICAL REVIEW

Robert E. Schwartz and Jeff W. White

ABSTRACT

Radiant heat intensity from a flare flame is a significant factor in the economics of flare design because of the impact on personnel and equipment safety.

Radiation fundamentals are reviewed and the difficulties in applying a purely fundamentals-based approach to flare radiation prediction are illustrated. A common practical prediction approach and the factors influencing radiant heat intensity are discussed in detail. Several commonly cited radiation prediction methods based on the practical approach are reviewed and compared, by example, to each other and to practical experience.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

FLARE RADIATION PREDICTION: A CRITICAL REVIEW

Robert E. Schwartz and Jeff W. White

INTRODUCTION

The flare is often the most visible and spectacular item of equipment associated with a process plant or production area. Equipment such as towers, tanks, heaters, piping etc. may be a mystery to many but everyone has had some experience with fire. Under maximum design conditions a flare represents fire or combustion on a massive scale. As a critical item of process and emissions control equipment, great care must be taken in the design of a flare system. Important flare system design considerations are:

- Stable Burning
- Flame Radiation
- Pressure Drop
- Air Infiltration
- Liquid Removal
- Smoke Suppression
- Noise
- Combustion Efficiency

Focus on these considerations must never compromise the prime objective of a flare system: SAFE, EFFECTIVE DISPOSAL OF GASES. An important flare safety concern is flame radiation, its intensity and its impact on people and equipment

Modern design methods and HAZOPS reviews give a much better understanding of the flaring events which could occur during a flare's lifetime. This coupled with the trend toward larger facilities has resulted in flare loads which can reach millions of pounds per hour. As will be seen, for a given set of flare loads the choice of radiation prediction method will have a significant impact on the flare height and/or sterile area utilized. This, in turn, affects the economics of the facility.

Our purpose here is to explore the factors influencing flame radiation and to discuss and compare several published radiation prediction methods. In doing so we will concentrate on radiation to grade or near grade from single point flares as used in refineries, petrochemical plants, gas plants and production areas.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

RADIATION FUNDAMENTALS

Many have experienced a campfire or fireplace and teamed about radiation heat transfer in the process. One can increase warming by moving closer to the fire or cooling by moving back a little or balance heating and cooling by alternating which side is facing the fire. We tend to move away from a big fire and closer to a small one. A fire with flames leaping feels hotter than glowing embers. Some may have tried the experiment of holding a sheet of newspaper between themselves and the fire and teamed that they are immediately cooler.

Though quite simple these observations are very helpful in understanding ideas discussed in this paper. These experiences can be captured in the following expression:

$$E = f(\epsilon, A, T^4)$$

In this relationship E represents the radiative power of a flame and is a function of the flame emissivity ϵ , the exposed area of the flame A and the flame temperature T to the fourth power. Clearly the flame temperature has an overwhelming influence.

Therefore a key question is: What is the flame temperature? Unfortunately the question does not have a simple or single answer. The variation of temperature within an open burning flame has been reported by a number of observers including Magnussen and Fagertun (1) and Brzustowski et al (2). Observers have found variations of as much as 1800°F (1000°C) between the core and the cooler outer surface of an open burning flame. Thermograms such as reported by Schwartz (3) confirm that the outer mantle of a flare flame is at a much lower temperature than the core and that the core is relatively small compared to the overall flame. In addition observations indicate peak temperatures far less than the calculated adiabatic flame temperature.

The total emissivity of the flame is the summation of the emissivities of the gases and solids present in the flame. Combustion of a hydrocarbon gas results in flue gases containing N_2 , O_2 , CO_2 and H_2O and possibly soot. (In this paper soot is used to refer to carbon or carbon compounds within the flame envelope and smoke is used to refer to carbon outside the flame envelope. If soot is burned completely within the flame it becomes CO_2 and H_2O . If it does not burn completely it leaves the flame envelope as smoke.) The gases N_2 and O_2 are very poor emitters compared to the other emitters present in the flame and are usually ignored. The gases CO_2 and H_2O do make a contribution to the total emissivity. The exact amount of the contribution depends on their concentration, their temperature and the thickness of the flame. For a clear or non-luminous flame (no soot present), CO_2 and/or H_2O are the principal emitters.

Any attempt to determine gas emissivity of a flare flame meets with a great deal of frustration. For gases within an enclosure such as a fired heater one can make a fairly accurate estimate of the gas composition, thickness and temperature. This is very difficult to do for a large open flame where the composition is far from homogenous and the temperature and thickness vary greatly. While not directly linear, a doubling of the flame thickness will nearly double the gas emissivity of CO_2 or H_2O .

Soot is a much better emitter (and absorber) than the gaseous emitters. Soot originates in areas of the flame where hydrocarbons which are not well mixed with air are subjected to high levels of heat. To determine the contribution of soot to the total emissivity of a flame one must know the concentration of soot per unit volume, its temperature and the thickness of the sooty portion of the flame. As in the case of a non-luminous flare flame it is very difficult to predict these values. For burners in an enclosure one can make experimental measurements to predict soot concentration. This is impractical for a large open flame.

Hottel and Sarofim (4) point out that the emission from a luminous (sooty) flame comes more from its cool outer layers or mantle than from its hot core. This is due to the screening effect of the soot which becomes

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

an intermediate heat transfer point (like the newspaper) between the high temperatures in the center core of the flame and a point on the ground. Therefore, as the amount of soot increases the cloaking by the mantel increases and the mantel becomes the dominant emissive source.

Even the geometrical relationship between the flame and a point of interest is a challenge. First one must be able to describe the shape of a flame which is often waving in the wind. Then one must solve a number of equations describing the view the observer has of the flame. Neither of these tasks is simple.

Those interested in a more detailed theoretical discussion of radiation heat transfer should refer to "Radiative Transfer" by Hottel and Sarofim (5).

The practical problems associated with the determination of ϵ , A and T for a flare flame, as well as flame to point of interest view factors, have made the use of a purely theoretical approach to flare flame radiation impractical for day to day engineering design work. As a result those involved in flare application have turned to more practical approaches.

A PRACTICAL APPROACH

A common practical approach to the prediction of flare flame radiation to a point on or near grade is to simplify the geometric problem by considering the flame to have a single radiant epicenter and to use a single factor to cover a number of radiative heat transfer variables. The radiant heat intensity to a unit area aligned for maximum reception can then be expressed as:

$$I = \frac{\tau F Q}{4 \pi D^2}$$

where I is the radiant heat intensity per unit area, τ is the fraction of the radiated heat which is transmitted through the atmosphere, F is the fraction of the released heat which is radiated, Q is the heat release and D is the line-of-sight distance from the point of interest to the radiant epicenter as shown in Figure 1.

Radiant Intensity

The ability to predict the radiant intensity at a point brings focus on what heat intensity is acceptable and under what conditions. An acceptable level under one set of conditions may not be acceptable under other conditions. Frequently one radiant intensity level is allowed for people and another higher level for equipment. When discussing the allowable level for people it is common to tie the level to some time period of exposure. Different levels are usually used for plant personnel vs. the public.

The most frequently referenced source of design radiant intensity levels is API RP 521 (6), Brzustowski and Sommer (7), Oenbring and Sifferman (8) and Schwartz (9) all report personal experiences with flare radiant heat intensity. All of these sources suggest that people with appropriate clothing can tolerate a radiant heat intensity of about 1500 Btu/hr-ft² (4.73 KW/m² for several minutes. The several minute time span is satisfactory for situations where a worker is infrequently in the flare area or must go into the flare area briefly to take some action. This level is also acceptable when the exposure is more general but the maximum flaring event itself is of limited duration. The latter is often true of high flow rates generated by an emergency as suggested by Kent (10). In contrast, if the maximum or near maximum flow rate can last for a long period of time, a lower worker exposure limit may be appropriate. Such a condition can exist in a production area application.

A companion consideration relates to the importance which should be given to solar radiation in establishing the design radiant heat intensity level. API RP 521 recommends the 1500 Btu/hr-ft² (4.73

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

KW/m² level excluding solar radiation. Others suggest deducting 150 to 350 Btu/hr-ft² (0.47 to 1.10 KW/m²) from the recommended 1500 Btu/hr-ft² (4.73 KW/m²). For applications where the maximum flaring event is generated by an emergency condition it is usually inappropriate to add to the scenario the possibility that the event will occur during the day and that a worker or piece of equipment will be aligned with the flare flame and sun in such a manner as to be truly additive.

As noted above our discussion is predicated upon a worker having appropriate clothing. This generally means long pants, a long sleeved shirt, gloves and a hard hat. When one remembers how a newspaper can act as a radiation shield it is easier to understand the importance of these items.

Another worker-related item which warrants consideration in some cases is the ambient environment. If the ambient temperature is near or above body temperature, the body's heat rejection system will already be working at a high level. The combination of a high humidity will add to the worker's thermal stress. If a worker subject to such thermal stress is exposed to an additional heat load from a flare flame his tolerance is reduced and an appropriate adjustment should be made to the design radiant heat intensity.

Atmospheric Transmission

The atmosphere between the flare flame and the point of interest absorbs some of the heat radiated. As was noted earlier the principal components of air, N₂ and O₂, are poor emitters. They are also poor absorbers. Water vapor in the air is a much better absorber.

Brzustowski and Sommer (7) interpreted earlier work by Hottel to develop an empirical equation for the fraction of heat transmitted, τ , as a function of relative humidity and the distance from the radiant epicenter to the point of interest. They predicted an atmospheric absorption of about 10 to 20 percent over a distance of 500 feet.

Most published radiation prediction methods do not consider atmospheric absorption as a separate factor. API RP 521 in its equation for radiant heat transfer from flare flames includes the factor τ . However, in the examples given, including the example using a modified Brzustowski and Sommer method, τ is taken as 1.

It is important here to understand that a given radiation prediction method must have internal consistency. That is to say, if atmospheric absorption was considered in developing F , the fraction of heat radiated, then it must be used in applying the method; if not, then τ should be omitted (i.e. $\tau = 1$).

Fraction of Heat Radiated

It is important that the emissivity of the flame, ϵ , is not confused with the fraction of heat radiated, F . As discussed above the emissivity of a flame is a function of emissivity of the gases and solids in the flame at a certain temperature. The fraction of heat radiated, F , on the other hand, is an overall characteristic of a flame which accounts for the following variables:

- Gas Composition
- Flame Type
- State of Air-Fuel Mixing
- Soot/Smoke Formation
- Quantity Being Burned
- Flame Temperature
- Flare Burner Design.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

The fraction of heat radiated, F , is determined empirically and must be used in the same manner that it was determined.

Several investigators have used various characteristics of the gas being burned as a key to the value of F . Kent (11) reported the findings of Hajek and Ludwig (12) but went on to propose a relationship between F and the net calorific value (LHV) of the gas. Tan (13) proposed a relationship of F to the molecular weight of the gas. Others such as API Publication 931 (14) and Reed (15) have correlated the weight ratio of hydrogen to carbon (H/C) in the gas with F . Still others such as API RP 521 (6) and the GPSA Engineering Data Handbook (21) report F based on specific gases.

These approaches fail to adequately recognize the variables listed above. For example, H/C recognizes that greater carbon content can lead to increased soot in the flame. It fails to recognize that soot formation can be mitigated by enhanced fuel-air mixing. It also fails to account for the potential of soot leading to smoke which can cloak a portion of the flame inside an envelope of relatively cold carbon.

Flame type has a strong influence on the fraction of heat radiated. Some investigators have referred to flame type as the aerodynamics of the flame. As reported by Hottel and Hawthorne (16) and shown in Figure 2, a low velocity discharge leads to a laminar or buoyant flame with poor mixing of fuel and air. Such flames produce the most soot. An increase in discharge velocity leads to some turbulence and mixing and a decrease in soot formation. This is referred to as the transition region. Flames in this region display some characteristics of buoyancy and some of turbulence. Still further increase in velocity results in a flame which is turbulence or momentum dominated. Such flames display a much greater degree of fuel-air mixing and a reduced formation of soot. Very large flames resulting from high velocity flare discharges tend to have momentum-dominated lower sections followed by a transition section and a buoyancy-dominated tail.

Since high discharge velocity tends to improve air mixing with a resultant reduction in soot formation one can see that maximizing discharge velocity can help minimize radiant intensity. A high velocity discharge has the added benefit of reducing wind driven flame lean. Discharge velocity is constrained by the energy available (pressure drop) and concerns about stability. Kent (11) originally suggested limiting discharge velocity to 0.2 Mach due to stability concerns. In his second article Kent (10) suggested a velocity limit of 0.5 Mach for short duration peak flows. In doing so Kent recognized that the flame may no longer be attached to the tip but would become a detached stable flame. Magnussen and Byggstoyl (17) found that above a certain critical diameter, the flame would become detached but remain stable and impossible to blow out. They found that the critical diameter was dependent on gas composition. Observations of flame stability are best made at night since the degree of initial air mixing may render the base of the flame so non-luminous that it cannot be seen on a bright day.

The 0.2 Mach and 0.5 Mach limits suggested by Kent were based on plain pipe flare tips which were more common in the 1960s when he proposed the limits. At the time, Kent recognized that the use of special flame stabilization techniques would allow higher velocities. Higher discharge velocities are possible as reported by Schwartz (18) depending on the available pressure, gas composition and flare burner design. The authors have designed hundreds of flares which have discharge velocities greater than 0.5 Mach at maximum flow. In choosing a discharge velocity one must always take care to avoid overpressuring the relief system. One must also give careful consideration to the gas composition. Noble (19) presents a method of relating gas composition to allowable exit velocity.

When considering flame type one must also consider the variations in flame type encountered in a wind-blown flame. After the initial momentum-dominated section, the flame tends to reflect a wind-driven forced-draft character on the upwind side and, at the same distance downstream from the flare tip, a more buoyant character on the downwind side. The upwind side stays cleaner longer. The downwind side tends to have more soot and smoking usually starts on the downwind side. The radiation prediction method used must take this into account.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

We have briefly reviewed radiation fundamentals and shown the need for a practical approach to predicting radiation from a flare flame. The common practical approach of using a single radiant epicenter and the expression for radiant heat intensity in Equation 2 has been presented and each of the variables in the equation discussed. This basic approach has been used by a number of investigators in their published methods. Table 1 lists the most commonly-referenced published methods. Each method will be discussed below in relation to its treatment of variables in Equation 2.

Kent

Kent introduced his method in an article in 1964 (11). In his method he relates the fraction of heat radiated, F , to the net calorific value (LHV) of the gas. Flame length is predicted as a function of the exit diameter and a factor which relates to exit velocity. This factor reaches a maximum at 0.2 Mach and is constant thereafter. Flame lean is predicted as a function of a ratio of the velocity of the wind over the discharge velocity. For a maximum design flow rate this will often result in an almost vertical flame. Kent considered the heat release to be evenly distributed along the flame length and integrated along the flame to establish the radiant epicenter. Instead of a specific recommendation for a design radiant intensity a method was proposed for setting the stack height as a function of escape time. Atmospheric absorption was not considered.

Tan

The Tan method was published in 1967 (13). Tan proposed a relationship of the radiant heat fraction, F , to the molecular weight of the gas. He adopted the flame length and radiant epicenter location approach of Kent and did not consider flame lean. A design radiant heat intensity of 1500 Btu/hr-ft² (4.73 KW/m²) was recommended for situations where a worker could leave the flare area. Atmospheric absorption was not considered.

API RP 521 - S

The American Petroleum Institute first published its Recommended Practice 521, a Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems," in 1969. The second edition was published in 1982 and the current third edition in 1990 (6). A method, which is referred to here as 521-S, is presented in each edition. In the first edition both a simple and a rigorous solution to the method are shown in examples. Later editions show only the simple graphical solution. The fraction of heat radiated, F , is given for specific gases. Unfortunately, only four gases are included. Flame length is determined as a function of heat release. Flame lean is determined by a momentum relationship between the jet velocity and the wind velocity. This relationship always results in a flame profile, which is horizontal at the end of the flame.

For the radiant epicenter the presentation of the method states that "the flame radiation center" will be "at the flame midpoint." One would expect this instruction to place the center along the arc of the flame as suggested by the figures in Reference 6. However, the examples given in all editions show a quite different placement. In the examples, the flame length is determined and the momentum relationship is used to locate the end of the flame. Then the radiant center is located at the center of a straight line drawn between the end of the flame and the flare tip.

521-S gives recommendations for the design flare radiant intensities. These intensities specifically exclude solar radiation. An intensity of 1500 Btu/hr-ft² (4.73 KW/m²) is recommended for areas where emergency actions lasting several minutes may be required. While the method includes the atmospheric transmission factor, τ , as a variable, it is taken as equal to one in the examples.

API 931

A "Manual on Disposal of Refinery Wastes" was published by The American Petroleum Institute in 1977 (14). Chapter 15 of the Manual's "Volume on Atmospheric Emissions covers flares. The 931 method adopts

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

the flame length and flame lean techniques of the 1969 version of the 521-S method. But, it does not adopt the radiant epicenter location used in the 521-S examples. Instead the radiant epicenter is placed at the midpoint center of the flame. The fraction of heat radiated, F , is mistakenly called emissivity. The fraction is given as a function of the weight H/C ratio of the gas. A radiant heat intensity of 1500 Btu/hr-ft^2 (4.73 KW/m^2) is recommended for areas where actions lasting one minute may be required by personnel without shielding. Atmospheric absorption was not considered.

Oenbring and Sifferman

Oenbring and Sifferman (referred to here as O&S) presented the results of several field tests at API's 1980 Midyear Refining Meeting (8). Their testing focused on a natural gas plant flare but included limited testing of two small refinery flares. From their tests, O&S developed a recommendation for the fraction of heat radiated, F , for light gas and for heavy gas. O&S also recommend a calculation procedure for flare design. Flame length and lean are determined using a method developed by Brzustowski (22). (This method will be discussed further later.) However, they did not use Brzustowski's method for locating the radiant epicenter. Instead, they located the epicenter at the midpoint of a straight line from the flare tip to the end of the flame. Based on their personal observations, O&S recommended allowable exposure times for various radiant heat intensity levels, including 2 to 5 minutes for 1400 Btu/hr-ft^2 (4.41 KW/m^2). They suggest that the recommended radiant heat intensity be reduced by an appropriate allowance for solar radiation. Atmospheric absorption was not considered.

API RP 521 B&S

All three editions of The American Petroleum Institute's Recommended Practice 521 present the 521-S method discussed above. The second and third editions also present a second method for predicting radiant heat intensity which is based on work done by Brzustowski. The method presented in RP 521 is a modification of this work based on the report by Brzustowski and Sommer in Reference 7. We will refer to this second method as 521 B&S.

521 B&S uses a different approach for predicting flame length and lean and for the location of the radiant epicenter. Flame length is based on studies of jet mixing in a crosswind and the lean limit concentration of the flared gas in air. The end of the flame is taken as the point at which the concentration of gas in air along the axis of maximum concentration reaches the lean limit. Flame lean is a function of the relative momentum of the mixing gas vs. the wind. The epicenter is located on the geometrical centerline of the visible flame. API's modifications to the original procedure facilitate use of the method and have no significant impact on the results.

The values for fraction of heat radiated, F , and recommended design flare radiant heat intensities are the same as proposed for the 521-S. The atmospheric transmission factor, τ , is presented but is taken as one in the example.

Gas Processors Suppliers Association

The Gas Processors Suppliers Association (GPSA) published an Engineering Data Book in 1987 (21). Section 5 of the Engineering Data Book covers the design and operation of pressure relieving systems. A method for predicting the radiant heat intensity from a flare flame is included. The method presented includes a means to predict flame length as a function of tip diameter and the pressure drop. Flame lean is predicted in the same manner as proposed by Kent. The radiant epicenter is located one-third of the flame length from the tip. The fraction of heat radiated, F , is mistakenly referred to as emissivity and is given for nine specific gases. Commonly used radiant intensity levels are given including a level of 1500 Btu/hr-ft^2 (4.73 KW/m^2) for personnel exposure lasting several minutes. It is noted that solar radiation adds to the predicted flame radiation. Atmospheric absorption is not considered.

COMPARISON OF METHODS

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

As seen in the discussion above there are differences between the published methods. However, the significance of the differences is difficult to evaluate on a variable by variable basis. It is more meaningful to compare each method as a whole to other complete methods. This is best done by example. In this section we will use each of the published methods to predict the radiant heat intensity for two flare systems and compare the results. The examples used were selected because they allow clear determination of various variables.

Example One

This example is based on an actual flare system located in a gas producing area. The flare stack is equipped with a flare burner, which has pilots and flame stabilization devices. The process and physical data required for calculation of radiant heat intensity using the methods are given in Table 2. The process data given in Table 2 relate to conditions during a test of the flare.

As we develop the overall comparison we can demonstrate how comparison of the variables alone can be confusing. Figure 3 shows the radiant epicenter locations as predicted by the methods in comparison to the flame observed during the test of the flare. In this Figure the view is from a distant point which is perpendicular to the wind direction. Based on this information alone one would expect that the O&S and GPSA methods would predict similar heat intensities and that their predicted intensities would be higher than the other methods due to their lower epicenters. In addition it would appear that the API-931 predicted heat intensities should most closely match the actual data. As we will see these conclusions are wrong.

A single variable comparison of fraction of heat radiated, F , can lead to different conclusions. Table 3 gives the F factor for each of the methods based on the example conditions. Here it is easy to see that the O&S method gives a much higher radiant intensity than the GPSA method. We will see that this conclusion is correct. On the other hand, based on a comparison of the F factors for the O&S and Tan methods, one could conclude that the heat intensities they predict would be within 20% of each other. Such a conclusion would be wrong.

A comparison of complete method to complete method is shown in Figure 4. In this figure the radiant heat intensity calculated using each complete method is plotted vs. the distance from the base of the flare stack. We now see a significant difference between the O&S and GPSA methods. We can also see that the difference between the O&S and Tan methods is much more than 20%.

The Kent, API-931 and API-B&S methods give nearly identical results in the near and far fields. The API 521-S and Tan methods are in close agreement with these methods in the far field but give higher predictions in the near field. For this example the GPSA prediction gives the best comparison to the actual test data.

Example Two

The flare system of this example is designed for use in a process plant. The design flow rate is much higher than Example One and the relief gas can produce large amounts of soot and smoke. The process and physical data required for calculation of radiant heat intensity using the methods is given in Table 4. The flare burner is equipped with pilots and flame stabilization devices.

A comparison of the predicted radiant heat intensities is shown in Figure 5. In this example the contrast between the methods is much more significant, especially close to the stack where the maximum intensity level occurs. GPSA again predicts the lowest intensity. A slightly higher level is predicted by API-931. The highest level is predicted by the O&S method. In fact the O&S level is more than six times higher than the level predicted by GPSA. Predictions by Kent, Tan, API 521-S and API 521-B&S are closely matched.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

A frequent use of a prediction method is to determine the height of a flare stack for a given situation. Since flare stack height has a significant impact on the cost of a flare system the choice of method can be critical. Table 5 shows a comparison of flare stack heights calculated with the methods for a maximum radiant heat intensity of 1500 Btu/ht-ft² (4.73 KW/m²). It is obvious that the 660 foot (200 meter) stack required by the O&S method will be much more expensive than GPSA's 190 foot (58 meter) stack. Based on our experience, the stack heights calculated with the GPSA and API-931 methods are lower than normally used for the conditions given. On the other hand the stack heights required by Kent, Tan, API 521-S, and API 521-B&S are somewhat taller than the norm.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

SUMMARY AND CONCLUSIONS

Safety is part of the prime objective of a flare system. The impact of radiant heat from the flare flame on personnel and equipment is a key element in the safe application of a flare. A purely theoretical approach to calculation of radiant heat intensity is very difficult and is subject to error due to the number of assumptions which must be made. Several investigators have published practical methods for predicting radiant heat intensity. We have examined the single point model used in the published methods and discussed and compared the most often referenced methods.

The following conclusions can be drawn from the study presented here:

1. A purely theoretical approach to predicting radiant heat intensity is not practical.
2. A model which uses a single radiant epicenter to represent the flame and an overall factor for the fraction of heat radiated provides the bases for a practical approach for predicting radiant heat intensity.
3. The usefulness of the single point model depends on the accuracy of the method used to determine the fraction of heat radiated, F , and to locate the radiant epicenter.
4. None of the methods reviewed gives a result which is accurate for all cases.
5. The use of some methods will result in flare stacks which are too expensive. Other methods may result in flare stacks which are too short.
6. A method must be used as a whole. For example, the fraction of heat radiated, F , from one method should not be combined with the flame length from another method, etc.
7. An incident radiant heat intensity from the flame of 1500 Btu/hr-ft^2 (4.73 KW/m^2) is a reasonable design level for areas requiring little or short term attendance in moderate climates.
8. Design radiant heat intensities should take into account thermal stresses imposed on workers by extreme ambient conditions.
9. From the view point of minimizing flare radiation, the flare burner exit velocity at design load should be as high as possible commensurate with gas composition, pressure drop and flare burner design.

It is clear from this review that flare designers and users alike must be cognizant of the possibility of error when using traditional methods to calculate radiant heat intensities

REFERENCES

1. B. F. Magnussen and J. A. Fagertun, "Calculation of Flame Development, Heat Radiation and Structural Temperatures, Presented at a Seminar on Flare Systems arranged by The Norwegian Society of Chartered Engineers, 1984.
2. T. A. Brzustowski, S. R. Gollahalli, M. P. Gupta, M. Kaptain and H. F. Sullivan, "Radiant Heating from Flares, Paper 75-HT-4, ASME Heat Transfer Conference, August 1975.
3. R. E. Schwartz, et al, " Flares - Safe, Effective Disposal at an Affordable Cost," Presented at a Seminar on Flare Systems arranged by The Norwegian Society of Chartered Engineers, 1984.
4. H. C. Hottel and A. F. Sarofim, Perry's Chemical Engineers Handbook, 6th edition, Section 10, McGraw-Hill, New York, 1984.
5. H. C. Hottel and A. F. Sarofim, Radiative Transfer, McGraw-Hill, New York, 1967.
6. Anonymous, Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems, Recommended Practice 521, 3rd edition, The American Petroleum Institute, Washington, D. C., 1990.
7. T. A. Brzustowski and E. C. Sommer, Jr., "Predicting Radiant Heating from Flares," Proceedings - Division of Refining, API 1973, Vol. 53, API Washington, D. C., p. 865-893.
8. P. R. Oenbring and T. R. Sifferman, "Flare Design Based on Full-Scale Plant Data," API Midyear Refining Meeting, 1980.
9. R. E. Schwartz, et al, "Environmental Factors Versus Flare Application," Paper 13a, Symposium on Loss Prevention, AIChE 83rd National Meeting, 1977.
10. G. R. Kent, "Find Radiation Effect of Flares," Hydrocarbon Processing, Vol. 47, No. 6, June 1968, p. 119-130.
11. G. R. Kent, "Practical Design of Flare Stacks," Hydrocarbon Processing & Petroleum Refiner, Vol. 43, No. 8, August 1964, p. 121-125.
12. J. D. Hajek, and E. E. Ludwig, "How to Design Safe Flare Stacks, Petro/Chem Engineer, June-July 1960.
13. S. H. Tan, "Flare System Design Simplified, Hydrocarbon Processing, Vol. 46, No. 1, January 1967, p. 172-176.
14. Anonymous, Manual on Disposing of Refining Wastes. Volume on Atmospheric Emissions, Chapter 15 - Flares, Publication 93'1, The American Petroleum Institute, Washington, D. C., 1977.
15. R. D. Reed, Furnace Operations, Gulf Publishing, 1973.
16. H. C. Hottel and W. R. Hawthorne, Second Symposium on Combustion, p. 524, 1949.
17. B. F. Magnussen and S. Byggstoyl, "Prediction of Lift Off and Blow Off of Turbulent Jet Diffusion Flames," Presented at a Seminar on Flare Systems arranged by The Norwegian Society of Chartered Engineers, 1984.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

18. R. E. Schwartz, et al, "Flaring in Hostile Environments, Presented at a Seminar on Flare Systems arranged by The Norwegian Society of Chartered Engineers, 1982.
19. R. K. Noble, R. E. Schwartz, et al, "An Experimental Analysis of Flame Stability of Open Air Diffusion Flames," Presented at the American Flame Research Committee International Symposium on Alternative Fuels and Hazardous Wastes, October 1984.
20. M. A. Delichatsios; "Transition from Momentum to Buoyancy-Controlled Turbulent Jet Diffusion Flames and Flame Height Relationships," Combustion and Flame, Vol. 92, p. 349-364, 1993.
21. Anonymous, Engineering Data Book, 10th edition, Section 5 - Relief Systems, Gas Processors Suppliers Association, 1987.
22. T. A. Brzustowski, "A Model for Predicting the Shapes and Lengths of Turbulent Diffusion Flames Over Elevated Industrial Flares, Presented at the 22nd Canadian Chemical Engineering Conference, Toronto, 1972.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

TABLE 1			
Radiant Intensity Prediction Methods			
Originator	Year	Reference	Designator
Kent	1964	11	Kent
Tan	1967	13	Tan
API-521 Simple Method	1969,-'82-'90	6	API-521-S
API-931	1977	14	API-931
Oenbring & Sifferman	1980	8	O & S
API-521 Modified Brzustowski and Sommer	1982-90	6	API-B&S
GPSA	1987	21	GPSA

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

TABLE 2**Example One Process and Physical Data**

		English	Metric
Flow		185,600 lb/hr	84,360 Kg/h
Gas Composition	CH ₄	85.0% Vol	85.0% Vol
	H ₂ S	0.1	0.1
	CO ₂	7.0	7.0
	N ₂	7.9	7.9
	Mol. Wt.	18.96	18.96
Gas Temperature		122°F	50°C
Lower Heating Value		15,494 Btu/lb	8600 Kcal/Kg
Outlet diameter		24"	610 mm
Wind Velocity		12 ft/sec	3.7 m/s
Stack Height		150 ft.	46 m

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

TABLE 3 Example One Comparison of Fraction of Heat Radiated, F	
Source	F
Kent	0.185
Tan	0.209
API 521-S	0.150
API-931	0.170
O&S	0.250
API - B&S	0.150
GPSA	0.100

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
 (CC BY-NC-SA 3.0 VE)

TABLE 4
Example Two
Process and Physical Data

	English	Metric
Flow	1,000,000 lb/hr	454,550 Kg/h
Gas Composition		
C_3H_8	100.0% Vol	100.0% Vol
Mol. Wt.	44	44
Gas Temperature	220°F	104°C
Lower Heating Value	19,944 Btu/lb	11,080 Kcal/Kg
Outlet diameter	28"	711 mm
Wind Velocity	29.3 ft/sec	8.9m/s
Stack Height	275 ft.	84 m

TABLE 5
Example Two
Comparison of Stack Height Required
for a Max. Intensity of 1500 Btu/hr-ft²(4.73 KW/m²) at Grade

Method	English	Metric
Kent	480 ft.	146 m
Tan	460	140
API-521-S	420	128
API-931	240	73
O&S	660	200
API-B&S	460	140
GPSA	190	58

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

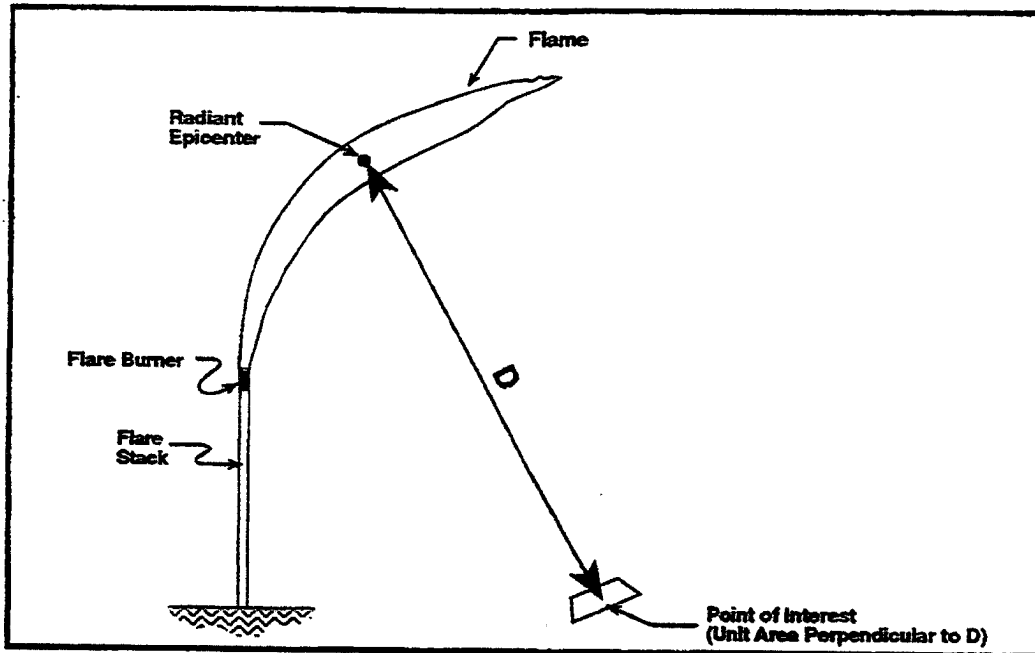


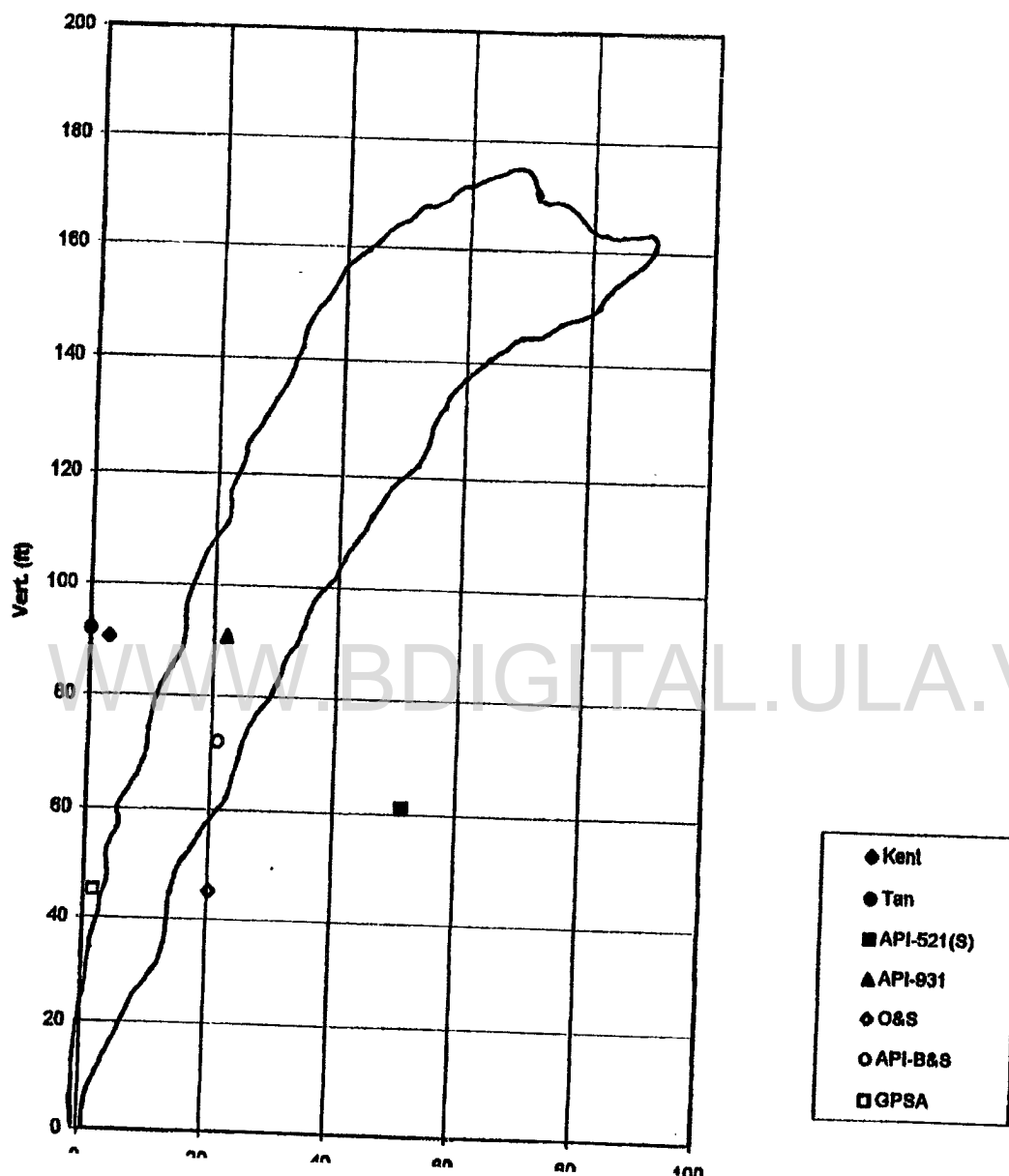
Figure 1 Distance from Radiant Epicenter to Point of Interest

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

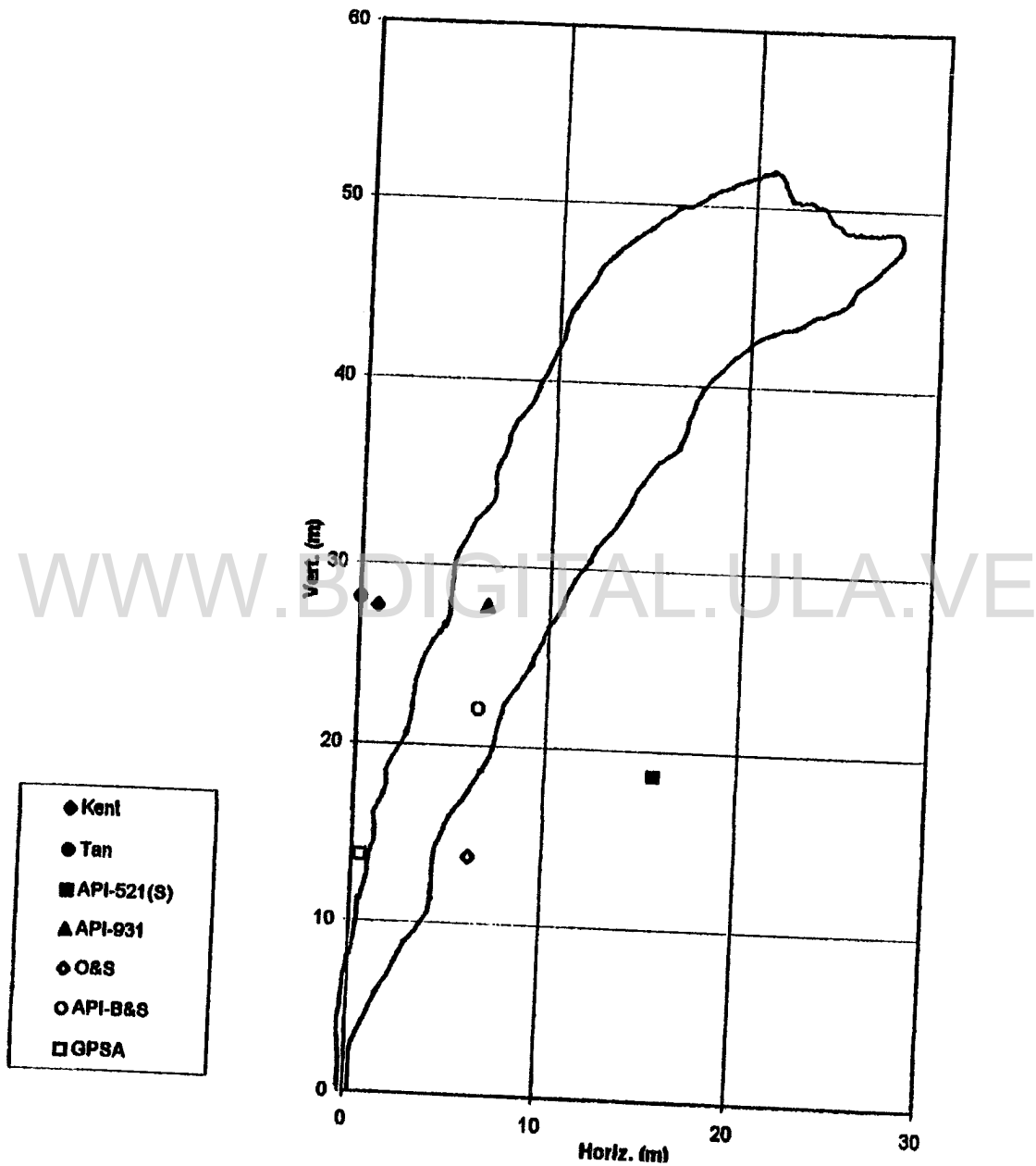
Figure 3a
Example 1
Comparison of
Radiant Epicenter Locations



Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
 (CC BY-NC-SA 3.0 VE)

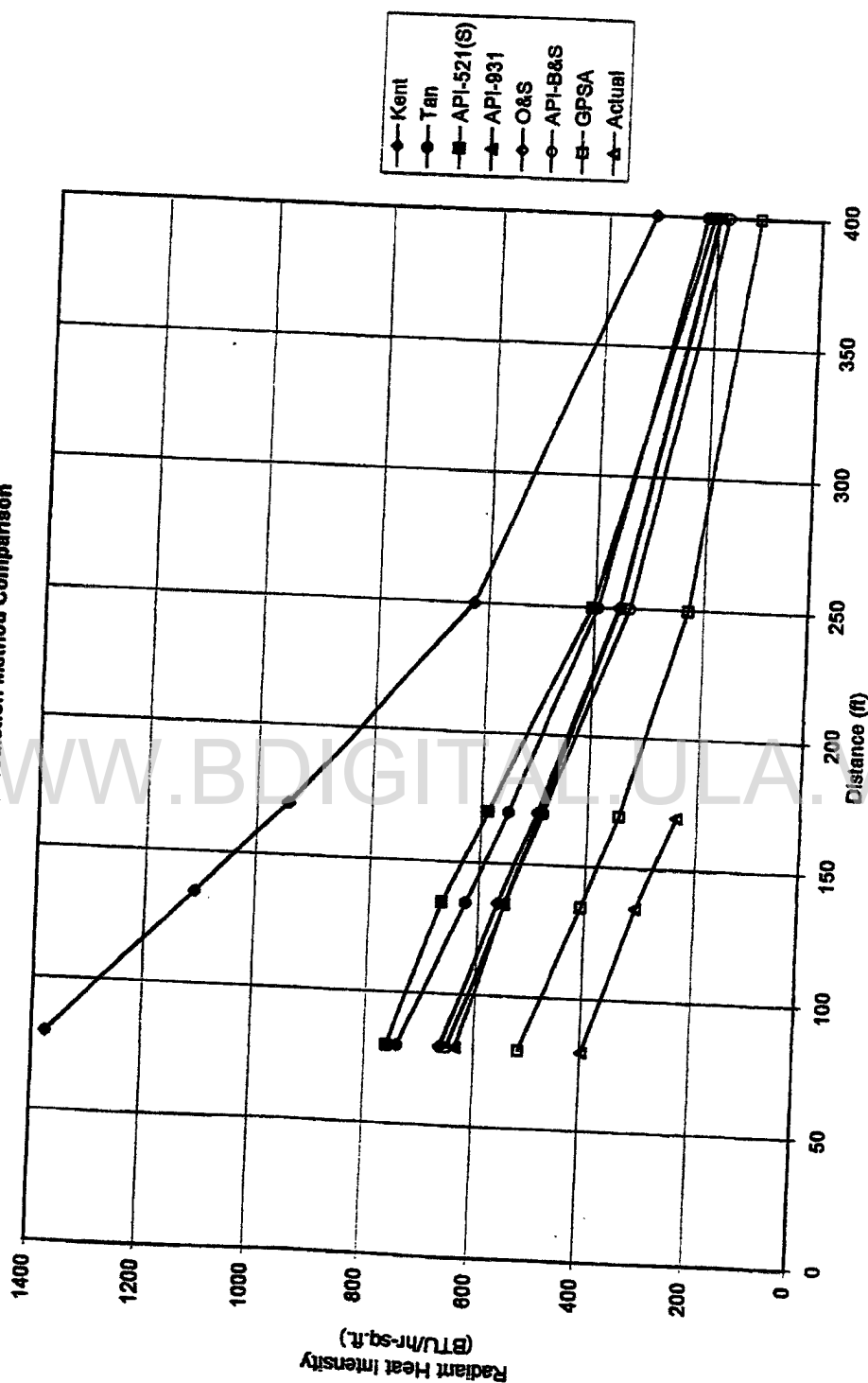
**Figure 3b
Example 1
Comparison of
Radiant Epicenter Locations**



Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

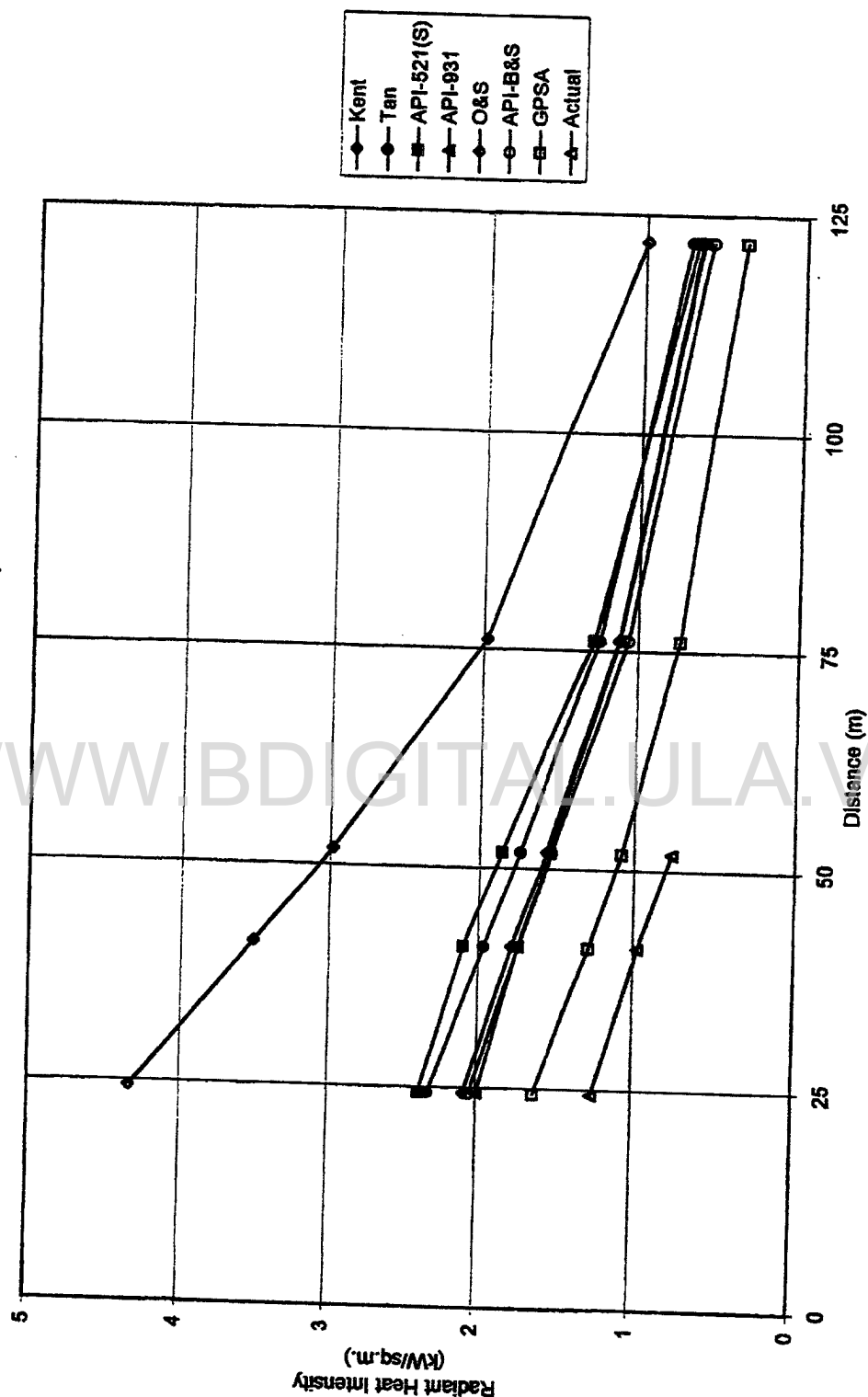
Figure 4a
Example 1
Radiation Prediction Method Comparison



Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Figure 4b
Example 1
Radiation Prediction Method Comparison

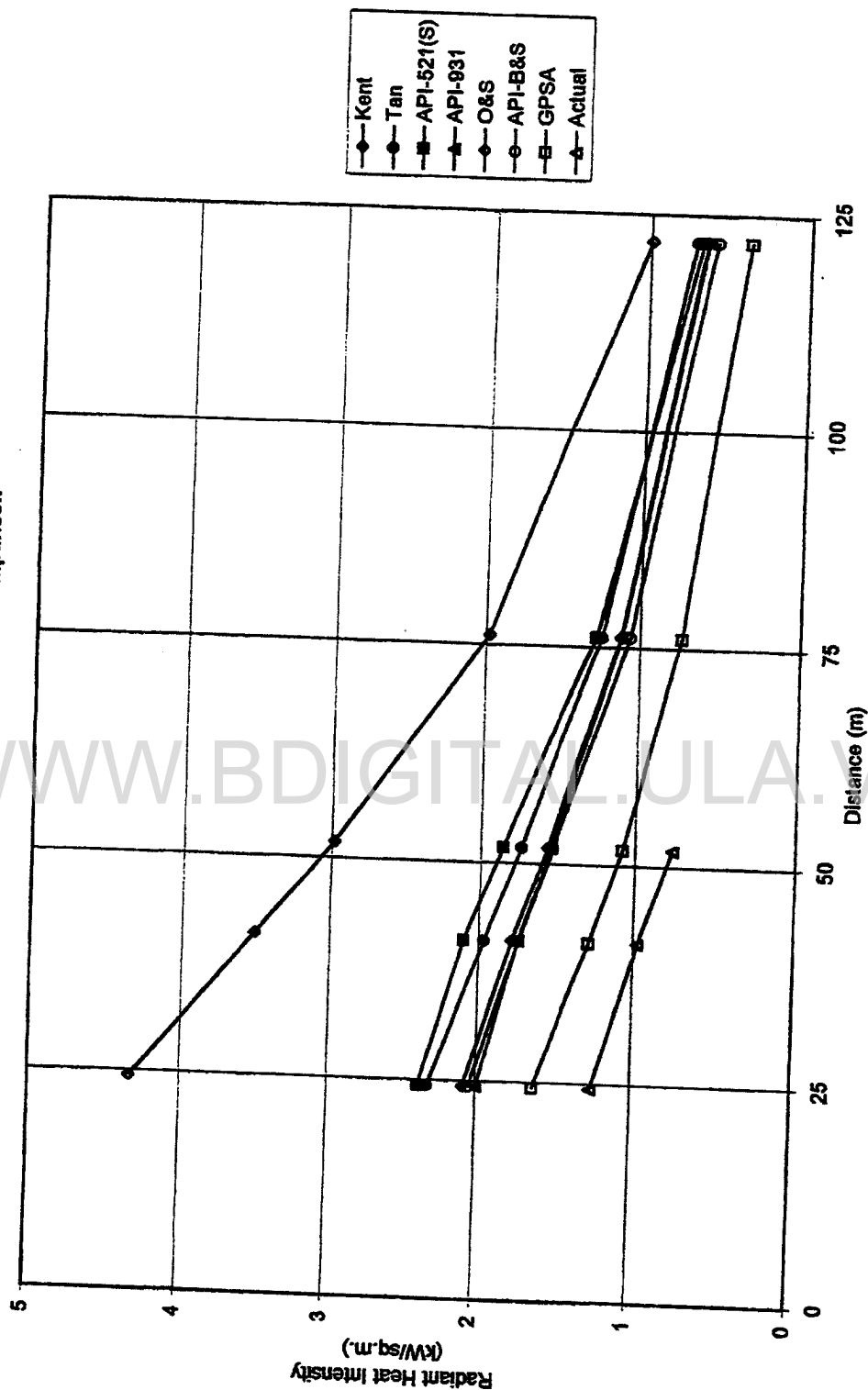


Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Figure 4b
Example 1
Radiation Prediction Method Comparison

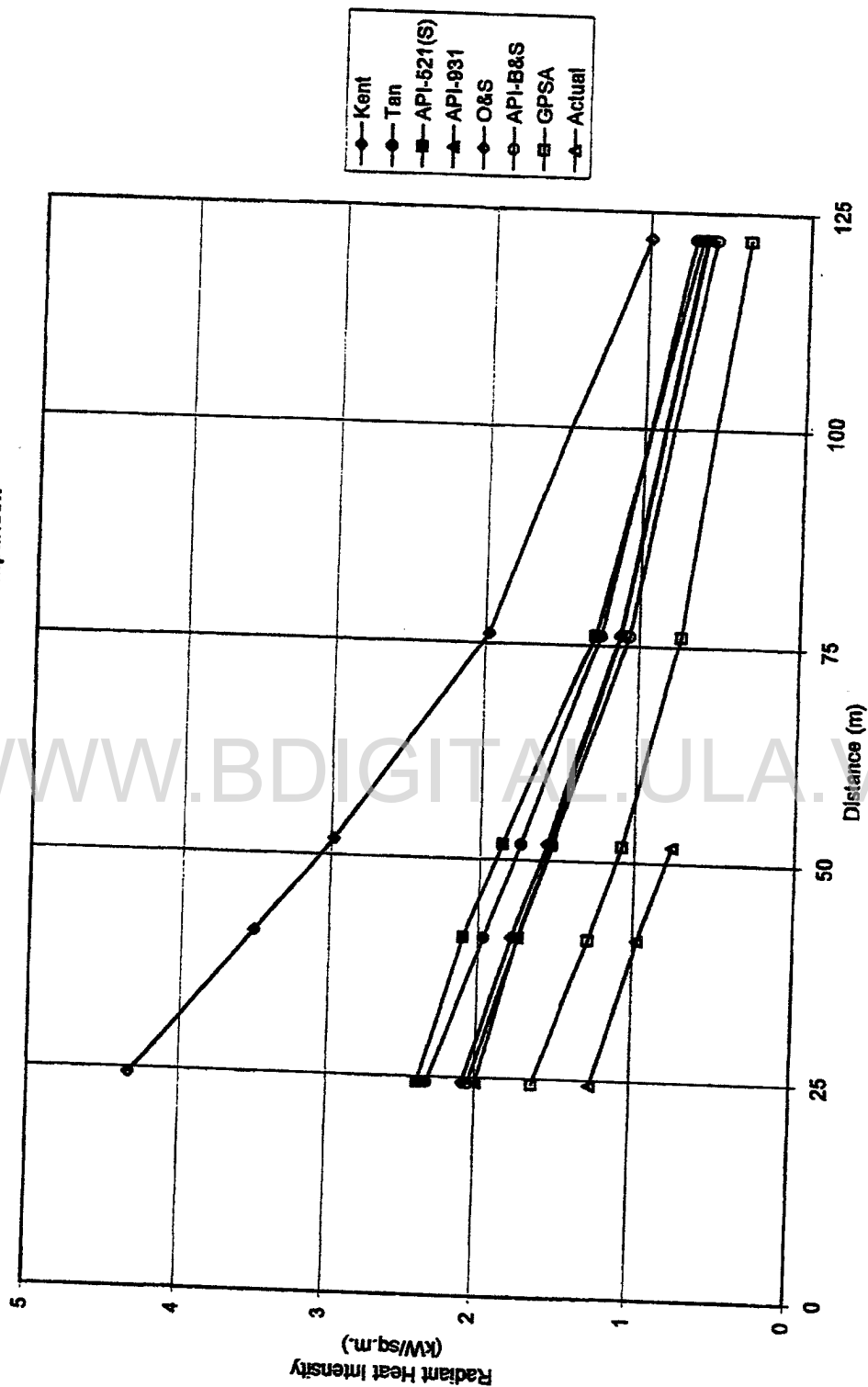


Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Figure 4b
Example 1
Radiation Prediction Method Comparison



Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°:J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 1 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

Este documento es propiedad de Petrolera Ameriven. El contenido es confidencial y no puede ser reproducido, prestado, ni sacado de la compañía sin la debida autorización de la Gerencia.

Este documento está controlado y no puede ser reproducido a menos que esté marcado como copia no controlada. Si recibe una nueva versión actualizada de éste, deberá destruir este documento.

Palabras Clave

Comisionado, Arranque Inicial, Nitrógeno, Alivio de Gas, Hidrocarburo de Alta Presión, Hidrocarburo de Baja Presión, Gas Ácido, Mechurrio, Oxígeno, Sistema de Mechurrio, Tambor Separador, Agua de Sello, Gas de Purga, Panel de Ignición, Generador de Frente de Llama.

Personal Participante

La ejecución de este procedimiento requiere la participación de:

Gerencia de Operaciones

Superintendencia de Destilación y Áreas Externas

Gerencia de Ambiente, Higiene y Seguridad

Gerencia de Ambiente, Higiene y Seguridad

Originador

Gerencia	Departamento	Unidad	Originador	Fecha
Operaciones	Superintendencia de Destilación y Áreas Externas	Áreas Externas	José Omar Rodríguez	15/03/04

Revisión del Procedimiento

Gerencia	Departamento	Cargo	Revisado por:	Fecha
Operaciones	Superintendencia de Destilación y Áreas Externas	Especialista	Peter Wright	01/04/04

Aprobación del Procedimiento

Gerencia	Departamento	Cargo	Aprobado por:	Fecha
Operaciones	Superintendencia de Destilación y Áreas Externas	Superintendente Destilación y Áreas Externas	Reynaldo Rodríguez por Germán Morales	02/04/04

Fecha sugerida para próxima revisión:

Septiembre 1, del 2005.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 2 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

Documentos Asociados

N°	Documento	Fecha
Volumen 1, Rev. 12	Manual de Operación de la Unidad 57	01-AGO-02
421300-57-A1-0010 Rev. 11.	Diagrama de flujo de proceso. Sistema del Flare de Hidrocarburo de Alta Presión.	30-AGO-01
421300-57-A1-0011 Rev. 11.	Diagrama de flujo de proceso. Sistema del Flare de Gas Ácido.	30-AGO-01
421300-57-A1-0012 Rev. 11.	Diagrama de flujo de proceso. Sistema del Flare de Hidrocarburo de Baja Presión.	30-AGO-01
421300-57-A1-0013 Rev. 11.	Diagrama de flujo de proceso. Sistema del Cabezal de Distribución.	30-AGO-01
421300-57-A1-0100 al 0102 Rev. 12.	Diagrama de instrumentación y tubería. Sistema del Flare de Hidrocarburo de Alta Presión.	05-JUN-01
421300-57-A1-0103 al 0105 Rev. 12.	Diagrama de instrumentación y tubería. Sistema del Flare de Hidrocarburo de Baja Presión.	05-JUN-01
421300-57-A1-0106 al 0108 Rev. 12.	Diagrama de instrumentación y tubería. Sistema del Flare de Gas Ácido.	05-JUN-01
421300-41-A1-0300 al 0304 Rev. 12.	Diagrama de Instrumentación y Tubería. Servicios Unidad 57.	05-JUN-01

Lista de Distribución

Copia N°	Receptor del Documento
1	Centro de Documentación Técnica, Mejorador de Jose
2	Sala de Control, Jose.

Control de Modificaciones del Documento

Re v. N°	Fecha	N°	Documento Referencia		Fecha
01	Indique la fecha de aprobación de la Rev. xx	Número de documento Rev. xx	Tipo de Documento – Título de documento en el que se detallan las razones y se especifican las modificaciones a este documento. Puede ser un Informe Técnico, Nota Técnica, etc.		Indique la fecha del documento asociado dd/mm/aa
	Descripción de modificaciones: Describa en un máximo de 5 líneas el tipo de modificaciones realizadas				
00	dd/mm/aa		Versión Original		

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
 (CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°:J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 3 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

CONTENIDO

<u>Sección N°</u>	<u>Título</u>	<u>Pág.</u>
0.0	Introducción.....	4
1.0	Objetivo.....	4
2.0	Alcance.....	4
3.0	Definiciones.....	4
4.0	Descripción del Proceso.....	6
5.0	Responsabilidades.....	7
6.0	Aspectos de Seguridad y Ambiente.....	8
7.0	Equipos y Materiales Utilizados.....	9
8.0	Comisionado de los Sistemas de los Mechurrios de la Unidad 57.....	9
9.0	Arranque Inicial del Sistema del Mechurrio para Hidrocarburos de Alta Presión.....	10
10.0	Arranque Inicial del Sistema del Mechurrio para Hidrocarburos de Baja Presión.....	13
11.0	Arranque Inicial del Sistema del Mechurrio para Gases Ácidos.....	17
12.0	Referencias.....	19
13.0	Anexos.....	20

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 4 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

0.0 INTRODUCCION

El Sistema de Mechurrios (Unidad 57), conformado por los Sistemas de Alivio de Alta Presión, el Sistema de Alivio de Baja Presión y el Sistema de Alivio de Gases Ácidos, recibirán las descargas de las diferentes Unidades de Procesos del Mejorador, tal como se aprecia en el Anexo A. Los componentes de los diferentes sistemas se presentan en los anexos 2,3 y 4, y mediante el procedimiento que se desarrolla a continuación, el personal operario de la Unidad estará en capacidad de realizar el arranque inicial de los diferentes equipos que conforman a cada sistema, una vez que la Unidad haya sido comisionada con nitrógeno.

1.0 OBJETIVO

Proporcionar al Técnico de Procesos el procedimiento a seguir para realizar las actividades de arranque inicial de los Sistemas de los Mechurrios de Alta Presión, Baja Presión y Gases Ácidos de la Unidad 57 en forma Segura, Confiable y Eficiente.

2.0 ALCANCE

Este procedimiento es aplicable a los Sistemas de los Mechurrios para los Alivios de Hidrocarburos de Alta Presión, Hidrocarburos de Baja Presión y Gases Ácidos de la Unidad 57.

3.0 DEFINICIONES

3.1 Gas Inerte (Nitrógeno con 99% de pureza)

Es un gas incoloro e inodoro, que se usa extensamente para purgar los equipos de proceso. Posee características asfixiantes, dado que desplaza el oxígeno.

3.2 Alivio de Hidrocarburos de Alta Presión.

Son las descargas de Hidrocarburos al Sistema de Mechurrio de Alta Presión, proveniente de las Unidades: Hidrotratamiento de Aceite Liviano (U.14); Unidad de Soporte de Hidroprocesos (U.15); Unidad de Hidrocraqueo de Gasoil (U.16); Unidad de Hidrógeno (U.22).

3.3 Alivio de Hidrocarburos de Baja Presión.

Son las descargas de Hidrocarburos al Sistema de Mechurrio de Baja Presión, proveniente de las Unidades: Unidad de Crudo (U.10); Unidad de Coquificación Retardada (U.12); Unidad de Hidrotratamiento de Aceite Liviano (U.14); Unidad de Soporte de Hidroprocesos (U.15); Unidad de Hidrocraqueo de Aceite Pesado (U.16); Planta de Gas (U.18).

3.4 Alivio de Gases Ácidos.

Son las descargas de Gases Ácidos Sistema de Mechurrio provenientes de las Unidades: Unidad de Regeneración de Aminas (U.24); Unidad Despojadora de Aguas Agrías (U.26); Unidad Recuperadora de Azufre (U.28); y la Unidad de Tratamiento de Gas de Cola (U.30).

3.5 Sistema de Mechurrio.

Este sistema nos permite en forma segura, recolectar, separar y quemar los vapores de hidrocarburos de las diferentes unidades del Mejorador.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 5 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

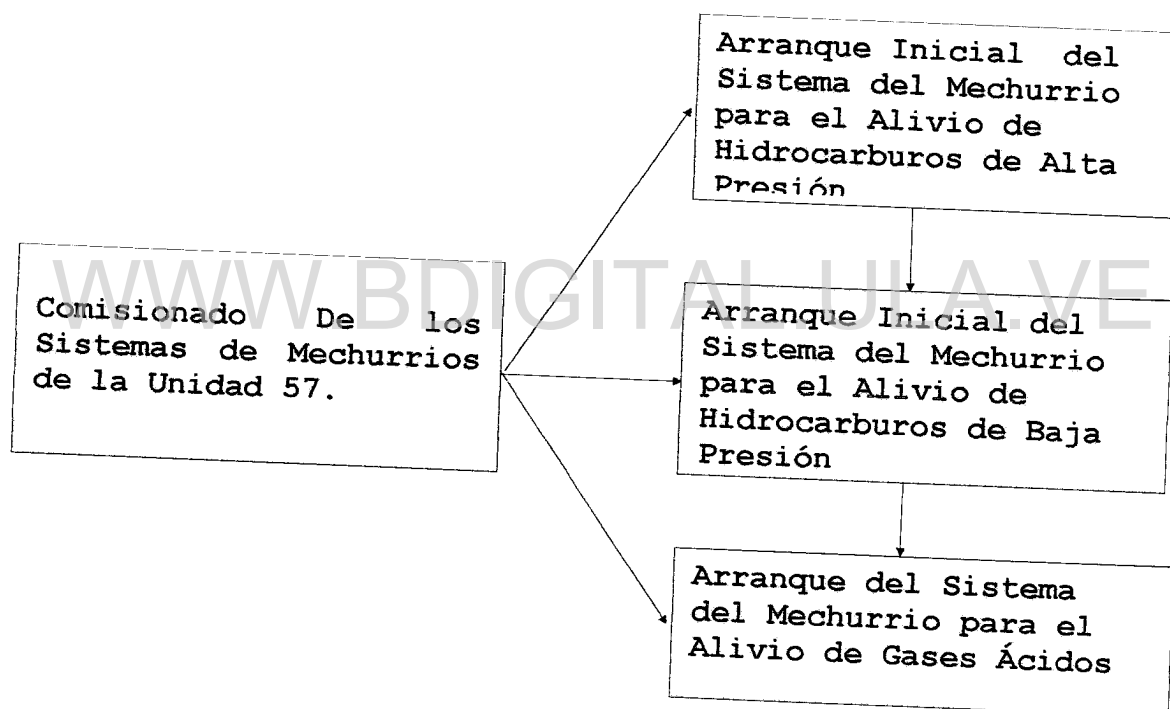
- 3.6 **Gas de Purga.**
Gas Natural de baja presión que se inyecta continuamente en el extremo del cabezal de alivio de cada Unidad para mantenerlo libre de aire.
- 3.7 **Agua de Sello.**
Es el nivel de agua que se establece en el tambor secundario del sistema del Mechurrio para evitar que una llama de retorno no se propague de regreso al sistema recolector del mechurrio.
- 3.8 **Generador de Frente de Llama.**
Es la fuente de ignición primaria que permitirá la propagación de la llama para el encendido de los pilotos.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 6 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

4.0 DESCRIPCION DEL PROCESO

El Proceso de Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios de Alta/ Baja Presión y Gas Ácido de la Unidad 57, esta conformado por las siguientes etapas:



	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 7 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

- La Etapa de Comisionado de los Sistemas de Mechurrios de la Unidad 57, consiste en la preparación de los sistemas de alivios de gas de alta y baja presión, y el gas ácido, respectivamente, incluyendo el desplazamiento del Oxígeno de tambores, bombas, tuberías y Mechurrios, hasta lograr un contenido de Oxígeno inferior a 1.0 % en volumen en estos sistemas, y de esta manera, permitir que los sistemas queden alineados y listos para la introducción de gases de hidrocarburos. El procedimiento J/E/OPR-05-57-PP-009(Comisionado con Nitrógeno de la Unidad 57) describe los detalles de esta etapa.
- La Etapa de Arranque Inicial del Sistema de Mechurrio para el Alivio de Hidrocarburos de Alta Presión, comprende los pasos: encendido de los pilotos, desplazamiento del nitrógeno con gas natural, inyección del gas natural al tambor secundario, inyección de vapor de presión media a la chimenea del Mechurrio y la puesta en servicio de los tambores primario y secundario. El Anexo 2 presenta el diagrama de flujo simplificado de este Sistema.
- La Etapa de Arranque Inicial del Sistema de Mechurrio para el Alivio de Hidrocarburos de Baja Presión, comprende los pasos: encendido de los pilotos, desplazamiento del nitrógeno con gas natural, inyección del gas natural al tambor secundario, inyección de vapor de presión media a la chimenea del Mechurrio y la puesta en servicio de los tambores primario y secundario. El Anexo 3 presenta el diagrama de flujo simplificado de este Sistema.
- La Etapa de Arranque Inicial del Sistema de Mechurrio para el Alivio de Gases Ácidos, comprende los pasos: encendido de los pilotos, desplazamiento del nitrógeno con gas natural y la puesta en servicio de los tambores primario y secundario. El Anexo 4 presenta el diagrama de flujo simplificado de este Sistema.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

5.0 RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Superintendencia de Destilación y Áreas Externas es responsable del contenido de este documento y de efectuar sus actualizaciones.
- 5.2 El Superintendente de Destilación y Áreas Externas, será el encargado de aprobar y asegurar que se cumpla este procedimiento.
- 5.3 El Técnico de Procesos de Áreas Externas es responsable del seguimiento de las instrucciones de este procedimiento, sostenido en la capacitación de sus habilidades y competencias.
- 5.4 El líder de control de documentos es responsable del control y distribución y de mantener las actualizaciones de este procedimiento.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: JE/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 8 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

6.0

ASPECTOS DE SEGURIDAD Y AMBIENTE

Riesgos asociados	Medidas de precaución
Golpeado por / contra	Utilizar herramientas adecuadas y en buen estado. Utilizar el EPP adecuado. Durante la ejecución de trabajos en altura, acordonar y señalizar el área para prevenir la entrada de personal no autorizado durante la realización de las actividades.
Caída a un mismo nivel	Mantener las áreas de circulación en perfecto estado de orden y limpieza. Camine por las áreas asignadas para tal fin. No corra.
Caída a diferente nivel	Inspeccionar y usar correctamente los equipos de protección contra caídas, tales como arnés corporal, cabo de vida, andamios, barandas, que garanticen un 100% de protección contra caídas en todo momento.
Ruido	Señalizar el área. Utilizar protección auditiva durante el desarrollo de las actividades.
Incendio/Explosión	Adiestramiento del personal. Verificar el correcto funcionamiento de los sistemas de detección de fuego y gas. Asegurar que los equipos de protección y extinción de incendios estén disponibles y en buen estado. Verificar que el proceso de purga de aire de equipos y recipientes este completo previo a la admisión de hidrocarburos a los mismos. Mantenga comunicación constante con el técnico de sala de control.
Iluminación	Provea iluminación adecuada para la actividad que se va a realizar. No utilice lentes oscuros en sitios de poca iluminación (ej. Espacios confinados, estaciones eléctricas, etc.)
Esfuerzos o Movimientos Violentos y Repetitivos	Adopte una posición corporal adecuada en la realización de la actividad.
Ambientales	Evitar drenar o ventear a la atmósfera hidrocarburos o cualquier otro contaminante.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 9 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

7.0 EQUIPOS Y MATERIALES UTILIZADOS.

- 7.1 Herramientas (Llaves tipo "F" y gancho) llaves fijas numeradas, para corregir fugas y herramientas de bronce.
- 7.2 Dispositivos de asegurado y etiquetado (LOTO).
- 7.3 Equipos de primeros auxilios.
- 7.4 Protectores Auditivos.
- 7.5 Radios transmisores

8.0 COMISIONADO DE LOS SISTEMAS DE ALIVIO DE LOS MECHURRIOS DE LA UNIDAD 57.



Importante

Asegúrese de la asistencia de un ingeniero representante del fabricante de los Mechurrios en el comisionado inicial y durante el arranque inicial.

- 8.1 Asegúrese que se ha obtenido la Certificación de Completación Mecánica de la Unidad y que se han cubierto satisfactoriamente todos los aspectos de revisión e inspección de los diferentes equipos y sistemas.
- 8.2 Verifique que las válvulas y discos ciegos (de acuerdo a la lista establecida), estén alineadas en posición correcta.
- 8.3 Verifique la disponibilidad de los Servicios Industriales: nitrógeno, agua de enfriamiento, agua de servicio, vapor de media y baja presión, gas natural, aire de instrumento, aire de planta, energía eléctrica, etc.
- 8.4 Verifique que estén disponibles: Escaleras, plataformas móviles y herramientas para corrección de fugas.
- 8.5 Asegúrese que el sistema contra incendios y los sistemas de seguridad estén operativos.
- 8.6 Verifique la disponibilidad de tarjetas para advertir e indicar peligro, según lo establecido en los procedimientos LOTO.
- 8.7 Verifique que los cabezales de alivio de hidrocarburo de alta y baja presión, y gas ácido de las Unidades de Procesos/ Servicios Industriales/ Unidad 70/ Unidad 57, estén comisionados con nitrógeno.
- 8.8 Purgue el cabezal de cada Mechurrio desde el Tambor Secundario hasta la punta de quema del Mechurrio para remover todo el aire utilizando una rata igual o mayor a la rata de purga especificada, utilizando los volúmenes de nitrógeno siguientes:
 Mechurrio de Alta Presión: 410.000,00 SCF @ rata mínima de purga de 3000 scfh.
 Mechurrio de Baja Presión: 510.000,00 SCF @ rata mínima de purga de 3000 scfh.
 Mechurrio de Gases Ácidos: 27.000,00 SCF @ rata mínima de purga de 110 scfh.
 Refiérase al punto 9.25, 10.25 y 11.25 del Procedimiento J/E/OPR-05-57-PP-009.



Importante

La rata de purga de nitrógeno del Mechurrio debe ser seguida en todo momento, ya que en caso de omisión para hacer esto, puede resultar en daños a la punta del Mechurrio, lo cual anulará cualquier garantía convenida con el Mechurrio.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
 (CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 10 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

8.9

Verifique que los tambores, bombas, Mechurrios y tuberías de los Sistemas de Alivio de los Mechurrios de Alta y Baja presión, y Gas Ácido de la Unidad 57, están comisionados con nitrógeno (Refiérase al Procedimiento J/E/OPR-05-57-PP-009).



Precaución

El Nitrógeno es un elemento asfixiante que desplaza el Oxígeno. Evite inhalarlo colocándose vientos arriba de cualquier fuente de venteo y purga de mezclas oxígeno/nitrógeno. Use protección respiratoria (Máscara de Aire Auto suplido) cuando ejecute trabajos en líneas y/o equipos y sistemas que contengan Nitrógeno.



Importante

Mantenga la comunicación constante con el Técnico de Procesos de Consola de Destilación y Áreas Externas.

8.9

Verifique que los sistemas comisionados con nitrógeno mantengan una presión positiva de 2-3 psig.

8.10

Verifique que los cabezales y sub-cabezales de alivio de las Unidades de Procesos y Servicios Industriales a los Sistemas de Mechurrios, están aislados.

9.0

ARRANQUE INICIAL DEL SISTEMA DE ALIVIO DEL MECHURRIO DE ALTA PRESION

9.1

Encendido de los pilotos del Mechurrio de alta presión.



Importante

Asegúrese que el cabezal del Mechurrio desde el Tambor Secundario 57-V-002 hasta la punta de quema del Mechurrio de alta presión ha sido purgado con nitrógeno para remover todo el aire, antes de iniciar el encendido de los pilotos.

9.1.1

Verifique que el panel local de encendido de los pilotos 57-LCP-0101 esté energizado en el panel de alimentación de electricidad del circuito UPS.

9.1.2

Energice el panel local llevando el selector de alimentación a la posición ON.

9.1.3

Verifique que la luz blanca del panel local esté encendida.

9.1.4

Verifique que el Generador de Frente de Llama, mantiene una purga continua de nitrógeno en las líneas antes de la PCV-064. Observe PI-066(2-3 Psig).

9.1.5

Verifique que la línea de gas a los pilotos mantiene una purga continua de nitrógeno antes de la PCV-060. Observe PI-066(2-3 Psig).

9.1.6

Injecte gas natural a las líneas de los pilotos a través de la PCV-060(100 scfh), y purgue por ½ hora aproximadamente, para desplazar el nitrógeno. Ajuste la presión a 29 Psig en PI-066.



Precaución

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido

Tenga cuidado ya que al inyectar gas natural puede contaminarse el sistema de nitrógeno, debido a la mayor presión del sistema de gas natural.

- 9.1.7 Cierre la purga de nitrógeno al comenzar a presionar con gas natural.
- 9.1.8 Abra la PCV-062 para inyectar aire al generador de frente de llama.
- 9.1.9 Inyecte gas natural al generador de frente de llama a través de la PCV-064.
- 9.1.10 Ajuste la presión en 15 Psig en la PCV-064(PG) y PCV-062(IA), observando PI-070 y PI-063, respectivamente.
- 9.1.11 Coloque en posición manual el selector de modo de ignición en el panel local, a través del HS-020.
- 9.1.12 Seleccione el piloto a encender, accionando las válvulas de solenoide correspondiente a cada piloto.
- 9.1.13 Verifique que la válvula solenoide del piloto seleccionado, abre.
- 9.1.14 Deje pasar un tiempo estimado de cinco (5) minutos para que la mezcla de gas-aire llegue al tope de los pilotos.
- 9.1.15 Pulse el botón de ignición manual HS-020 para energizar la bujía de la cámara de ignición.
- 9.1.16 Verifique en el visor si se ha producido el encendido. Se producirá una llamarada amarillo azulado y un ruido de chisporroteo.

**Precaución**

No mantenga presionado el botón de encendido, ya que se creará una llama constante dentro de la línea del frente de llama, lo cual dañará las válvulas solenoides del sector del piloto y la bujía.

- 9.1.17 Verifique en el panel de control si la señal de encendido del piloto seleccionado se ha activado.

**Importante**

Cada piloto está dotado de dos termopares, las cuales enviarán la señal al panel local para que encienda la luz del piloto que fue encendido. Adicionalmente, el Mechurrio tiene una cámara de televisión para observar la llama en el panel de control local.

- 9.1.18 Verifique el encendido del piloto en la punta del Mechurrio.

**Importante**

Si el encendido de la mezcla gas/ aire no ocurre, los flujos de gas y aire deberán ser ajustados, variando las presiones del gas y/o aire.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven		N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento		Revisión:	Página:
			1	12 de 24
			Fecha:	22/12/03
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido				

- 9.1.19 Encienda los pilotos restantes siguiendo la misma operación según los pasos anteriores desde la inyección de gas natural al generador del frente de llama hasta la verificación del encendido del piloto en la punta del Mechurrio.

9.2 Desplazamiento del nitrógeno con gas natural

- 9.2.1 Verifique que el cabezal del Mechurrio desde los límites de batería de las Unidades de Procesos y Servicios, y los tambores del Sistema del Mechurrio han sido comisionados con nitrógeno, y tienen una presión positiva de 2-3 psig de nitrógeno.
- 9.2.2 Alinee el cabezal de alivio de alta presión de la Unidad 57 con las Unidades 70/14 y 15.
- 9.2.3 Verifique que los pilotos estén encendidos.
- 9.2.4 Inicie el flujo de gas natural desde los límites de batería de las Unidades 14 y 15.
- 9.2.5 Ajuste el flujo de gas de purga en los diferentes puntos del cabezal dependiendo del tamaño de la llama observada en la punta del Mechurrio.

9.3 Inyección de gas de purga al tambor separador secundario 57-V-002.

- 9.3.1 Verifique que el sistema de gas de purga al tambor 57-V-002 no tenga aire, y que tenga una purga continua de nitrógeno.
- 9.3.2 Alinee el sistema de gas de purga al tambor 57-V-002 con su válvula PCV-016.
- 9.3.3 Inyecte gas natural al sistema de gas de purga a través de la PCV-016 y purgarlo por ½ hora aproximada. Observe PI-017.



IMPORTANTE

Prestar especial atención al desplazar el nitrógeno con gas para evitar contaminación del sistema de nitrógeno con hidrocarburo.

- 9.3.4 Corte el flujo de nitrógeno tan pronto el gas natural haya presionado la línea de gas de purga hasta el tambor 57-V-002.
- 9.3.5 Presione hasta 29 psig, observando en PI-017 y PI-012..
- 9.3.6 Corte el flujo de nitrógeno al tambor secundario 57-V-002.
- 9.3.7 Ajuste la válvula PCV-016 a la presión de 29 psig.

9.4 Inyección de vapor de presión media a la chimenea del Mechurrio.



Precaución

La acumulación de condensado en las líneas de vapor causa golpes de ariete y roturas.

- 9.4.1 Abra los drenajes de las líneas de vapor al sistema de vapor a la chimenea del Mechurrio con el objeto de desalojar el condensado.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido

- 9.4.2 Alinee el sistema de vapor de presión media desde la Unidad 41 a la Unidad 57, de acuerdo con el procedimiento correspondiente.
- 9.4.3 Verifique que las válvulas de bloque de la válvula FV-061 estén cerradas, y cierre en modo manual esta válvula.
- 9.4.4 Abra gradualmente la válvula de 10" Φ en la línea de vapor que va a la FV-061 para calentar lentamente las líneas del sistema de inyección de vapor a la chimenea del Mechurrio.
- 9.4.5 Abra un poco y con cuidado los drenajes ubicados en las líneas de los orificios FE-061 y FE-069 para desplazar el posible condensado presente.
- 9.4.6 Abra gradualmente los bloques del desvío con el orificio de restricción FO-064 de la válvula FV-061 para calentar el tramo de la línea hasta la punta del Mechurrio.
- 9.4.7 Abra gradualmente la válvula de globo de 3" Φ ubicada después del FE-069 para calentar el tramo de la línea que va a la boquilla central de la chimenea del Mechurrio.
- 9.4.8 Abra los drenajes en los puntos bajos de las líneas de vapor que van a la chimenea del Mechurrio.
- 9.4.9 Alinee las trampas de vapor de las líneas del sistema de inyección de vapor a la chimenea del Mechurrio.
- 9.4.10 Continúe abriendo la válvula de globo de 3" Φ , cuando solo salga vapor seco por el drenaje de las trampas de vapor.
- 9.4.11 Abra la válvula FV-061 para iniciar flujo a través de ella, y cierre el desvío.

IMPORTANTE

La válvula FV-061 será manipulada por el Técnico de Proceso de Consola de acuerdo con la cantidad de gases quemados para minimizar la formación de humo en el Mechurrio.

- 9.4.12 Cierre los drenajes de las líneas a los sistemas de inyección de vapor a la chimenea del Mechurrio.
- 9.4.13 Verifique las condiciones de operación del sistema del Mechurrio y notifique al Técnico de Procesos de Consola.
- 9.5 **Puesta en servicio de los sistemas de tambores separadores primario y secundario, 57-V-001 y 57-V-002.**
 - 9.5.1 Verifique la disponibilidad de vapor de presión media a las bombas 57-P-001 A/B y 57-P-002 A/B.
 - 9.5.2 Verifique la disponibilidad del agua de servicios.
 - 9.5.3 Alinee la instrumentación asociada a estos sistemas.
 - 9.5.4 Alinee el enfriador 57-E-001 con las bombas 57-P-001 A/B y 57-P-002 A/B.
 - 9.5.5 Establezca el sello de agua en el tambor 57-V-002.
 - 9.5.5.1 Alinee la válvula de control de nivel de agua al tambor, LV-011.
 - 9.5.5.2 Verifique que el nivel del tambor alcance su valor normal (55%), un poco por encima de la línea de entrada de gases que viene desde el tambor 57-V-001.
 - 9.5.5.3 Verifique que en el sifón de la línea de purga continua haya salida de agua hacia la fosa de agua aceitosa, abriendo la válvula ubicada entre las dos líneas del sifón, lo que indica que el nivel esta normal.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven		N°:J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento		Revisión: 1	Página: 14 de 24
			Fecha:	22/12/03

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido

- 9.5.5.4 Verifique que en el sifón de la línea de drenaje de aceite de desecho haya salida de agua hacia la fosa de agua aceitosa, abriendo la válvula ubicada entre las dos líneas del sifón, lo que indica que el nivel esta suficientemente alto.
- 9.5.5.5 Ponga en servicio el indicador y las alarmas de nivel del tambor.
- 9.5.5.6 Mantenga el tambor en estas condiciones hasta que se normalice todo el sistema.

10.0 ARRANQUE INICIAL DEL SISTEMA DE ALIVIO DEL MECHURRIO DE BAJA PRESION

10.1 ENCENDIDO DE LOS PILOTOS DEL MECHURRIO DE BAJA PRESION

Importante

Asegúrese que el cabezal del Mechurrio desde el Tambor Secundario 57-V-004 hasta la punta de quema del Mechurrio de baja presión ha sido purgado con nitrógeno para remover todo el aire, antes de iniciar el encendido de los pilotos.

- 10.1.1 Verifique que el panel local de encendido de los pilotos 57-LCP-0201 esté energizado en el panel de alimentación de electricidad del circuito UPS.
- 10.1.2 Energice el panel local llevando el selector de alimentación a la posición ON.
- 10.1.3 Verifique que la luz blanca del panel local esté encendida.
- 10.1.4 Verifique que el Generador de Frente de Llama, mantiene una purga continua de nitrógeno en las líneas antes de la PCV-075. Observe PI-075(2-3 Psig).
- 10.1.5 Verifique que la línea de gas a los pilotos mantiene una purga continua de nitrógeno antes de la PCV-077. Observe PI-076(2-3 Psig).
- 10.1.6 Inyecte gas natural a las líneas de los pilotos a través de la PCV-077(100 scfh), y purgue por ½ hora aproximadamente, para desplazar el nitrógeno. Ajuste la presión a 29 Psig en PI-076.

Precaución

Tenga cuidado ya que al inyectar gas natural puede contaminarse el sistema de nitrógeno, debido a la mayor presión del sistema de gas natural.

- 10.1.7 Cierre la purga de nitrógeno al comenzar a presionar con gas natural.
- 10.1.8 Abra la PCV-072 para inyectar aire al generador de frente de llama.
- 10.1.9 Inyecte gas natural al generador de frente de llama a través de la PCV-074.
- 10.1.10 Ajuste la presión en 15 Psig en la PCV-074(PG) y PCV-072(IA), observando PI-075 y PI-073, respectivamente.
- 10.1.11 Coloque en posición manual el selector de modo de ignición en el panel local, a través del HS-050.
- 10.1.12 Seleccione el piloto a encender, accionando las válvulas de solenoide correspondiente a cada piloto.
- 10.1.13 Verifique que la válvula solenoide del piloto seleccionado, abre.
- 10.1.14 Deje pasar un tiempo estimado de cinco (5) minutos para que la mezcla de gas-aire llegue al tope de los pilotos.
- 10.1.15 Pulse el botón de ignición manual HS-050 para energizar la bujía de la cámara de ignición.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: JJE/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión:	Página:
		1	15 de 24
		Fecha:	22/12/03

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido

- 10.1.16 Verifique en el visor si se ha producido el encendido. Se producirá una llamarada amarillo azulado y un ruido de chisporroteo.

Precaución

No mantenga presionado el botón de encendido, ya que se creará una llama constante dentro de la línea del frente de llama, lo cual dañará las válvulas solenoides del sector del piloto y la bujía.

- 10.1.17 Verifique en el panel de control si la señal de encendido del piloto seleccionado se ha activado.

Importante

Cada piloto está dotado de dos termopares, las cuales enviarán la señal al panel local para que encienda la luz del piloto que fue encendido. Adicionalmente, el Mechurrio tiene una cámara de televisión para observar la llama en el panel de control local.

- 10.1.18 Verifique el encendido del piloto en la punta del Mechurrio.

Importante

Si el encendido de la mezcla gas/ aire no ocurre, los flujos de gas y aire deberán ser ajustados, variando las presiones del gas y/o aire.

- 10.1.19 Encienda los pilotos restantes siguiendo la misma operación según los pasos anteriores desde la inyección de gas natural al generador del frente de llama hasta la verificación del encendido del piloto en la punta del Mechurrio.

10.2 Desplazamiento del nitrógeno con gas natural

- 10.2.1 Verifique que el cabezal del Mechurrio desde los límites de batería de las Unidades de Procesos y Servicios, y los tambores del Sistema del Mechurrio han sido comisionados con nitrógeno, y tienen una presión positiva de 2-3 psig de nitrógeno.
- 10.2.2 Alinee el cabezal de alivio de baja presión de la Unidad 57 con las Unidades 70/10, 12, 14, 15, 16, 18, 41, 45 y 63.
- 10.2.3 Verifique que los pilotos estén encendidos.
- 10.2.4 Inicie el flujo de gas natural desde los límites de batería de las Unidades 10, 12, 14, 15, 16, 18, 41, 45 y 63.
- 10.2.5 Ajuste el flujo de gas de purga en los diferentes puntos del cabezal dependiendo del tamaño de la llama observada en la punta del Mechurrio.

10.3 Inyección de gas de purga al tambor separador secundario 57-V-004.

- 10.3.1 Verifique que el sistema de gas de purga al tambor 57-V-002 no tenga aire, y que tenga una purga continua de nitrógeno.
- 10.3.2 Alinee el sistema de gas de purga al tambor 57-V-004 con su válvula PCV-037.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 16 de 24
		Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido			

- 10.3.3 Inyecte gas natural al sistema de gas de purga a través de la PCV-037 y purgarlo por ½ hora aproximada. Observe PI-036.



IMPORTANTE

Prestar especial atención al desplazar el nitrógeno con gas para evitar contaminación del sistema de nitrógeno con hidrocarburo.

- 10.3.4 Corte el flujo de nitrógeno tan pronto el gas natural haya presionado la línea de gas de purga hasta el tambor 57-V-004.
- 10.3.5 Presione hasta 29 psig, observando en PI-036 y PI-032.
- 10.3.6 Corte el flujo de nitrógeno al tambor secundario 57-V-004.
- 10.3.7 Ajuste la válvula PCV-037 a la presión de 29 psig.

- 10.4 Inyección de vapor de presión media a la chimenea del Mechurrio.



Precaución

La acumulación de condensado en las líneas de vapor causa golpes de ariete y roturas.

- 10.4.1 Abra los drenajes de las líneas de vapor al sistema de vapor a la chimenea del Mechurrio con el objeto de desalojar el condensado.
- 10.4.2 Alinee el sistema de vapor de presión media desde la Unidad 41 a la Unidad 57, de acuerdo con el procedimiento correspondiente.
- 10.4.3 Verifique que las válvulas de bloque de las válvulas FV-071, FV-072 y FV-073 estén cerradas, y cierre en modo manual estas válvulas.
- 10.4.4 Abra gradualmente las válvulas de 4" Φ , 10" Φ y 12" Φ de las líneas de vapor de presión media que van a las válvulas FV-071, FV-72 y FV-073, respectivamente, para calentar lentamente las líneas del sistema de inyección de vapor a la chimenea del Mechurrio.
- 10.4.5 Abra un poco y con cuidado los drenajes ubicados en las líneas de los orificios FE-071, FE-072 y FE-073, para desplazar el posible condensado presente.
- 10.4.6 Abra gradualmente las válvulas de bloque de los desvíos de las válvulas FV-071, FV-072 y FV-073 con los orificios de restricción FO-074, FO-075 y FO-076 para calentar los tramos de las líneas de vapor hasta la punta del Mechurrio.
- 10.4.7 Abra los drenajes en los puntos bajos de las líneas de vapor que van a la chimenea del Mechurrio.
- 10.4.8 Alinee las trampas de vapor de las líneas del sistema de inyección de vapor a la chimenea del Mechurrio.
- 10.4.9 Abra las válvulas FV-071, FV-072 y FV-073 para iniciar flujo a través de ellas, y cierre el desvío.



IMPORTANTE

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°:J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 17 de 24
		Fecha: 22/12/03	

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido

Las válvulas FV-071, FV-072 y FV-073 serán manipuladas por el Técnico de Proceso de Consola de acuerdo con la cantidad de gases quemados para minimizar la formación de humo en el Mechurrio.

- 10.4.10 Cierre los drenajes de las líneas a los sistemas de inyección de vapor a la chimenea del Mechurrio.
- 10.4.11 Verifique las condiciones de operación del sistema del Mechurrio y notifique al Técnico de Procesos de Consola.

10.5 **Puesta en servicio de los sistemas de tambores separadores primario y secundario, 57-V-003 y 57-V-004.**

- 10.5.1 Verifique la disponibilidad de vapor de presión media a las bombas 57-P-003 A/B y 57-P-004 A/B.
- 10.5.2 Verifique la disponibilidad del agua de servicios.
- 10.5.3 Alinee la instrumentación asociada a estos sistemas.
- 10.5.4 Alinee el enfriador 57-E-002 con las bombas 57-P-003 A/B y 57-P-004 A/B.
- 10.5.5 Establezca el sello de agua en el tambor 57-V-004.
 - 10.5.5.1 Alinee la válvula de control de nivel de agua al tambor, LV-031.
 - 10.5.5.2 Verifique que el nivel del tambor alcance su valor normal (55%), un poco por encima de la línea de entrada de gases que viene desde el tambor 57-V-003.
 - 10.5.5.3 Verifique que en el sifón de la línea de purga continua haya salida de agua hacia la fosa de agua aceitosa, abriendo la válvula ubicada entre las dos líneas del sifón, lo que indica que el nivel esta normal.
 - 10.5.5.4 Verifique que en el sifón de la línea de drenaje de aceite de desecho haya salida de agua hacia la fosa de agua aceitosa, abriendo la válvula ubicada entre las dos líneas del sifón, lo que indica que el nivel esta suficientemente alto.
 - 10.5.5.5 Ponga en servicio el indicador y las alarmas de nivel del tambor.
 - 10.5.5.6 Mantenga el tambor en estas condiciones hasta que se normalice todo el sistema.

11.0 **ARRANQUE INICIAL DEL SISTEMA DE ALIVIO DEL MECHURRIO DE GASES ACIDOS**

11.1 **Encendido de los pilotos del Mechurrio de gases ácidos.**



Importante

Asegúrese que el cabezal del Mechurrio desde el Tambor Secundario 57-V-006 hasta la punta de quema del Mechurrio de gases ácidos ha sido purgado con nitrógeno para remover todo el aire, antes de iniciar el encendido de los pilotos.

- 11.1.1 Verifique que el panel local de encendido de los pilotos 57-LCP-0301 esté energizado en el panel de alimentación de electricidad del circuito UPS.
- 11.1.2 Energice el panel local llevando el selector de alimentación a la posición ON.
- 11.1.3 Verifique que la luz blanca del panel local esté encendida.
- 11.1.4 Verifique que el Generador de Frente de Llama, mantiene una purga continua de nitrógeno en las líneas antes de la PCV-061. Observe PI-083(2-3 Psig).

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido

- 11.1.5 Verifique que la línea de gas a los pilotos mantiene una purga continua de nitrógeno antes de la PCV-085. Observe PI-082(2-3 Psig).
- 11.1.6 Inyecte gas natural a las líneas de los pilotos a través de la PCV-085(100 scfh), y purgue por ½ hora aproximadamente, para desplazar el nitrógeno. Ajuste la presión a 29 Psig en PI-083.

 Precaución

Tenga cuidado ya que al inyectar gas natural puede contaminarse el sistema de nitrógeno, debido a la mayor presión del sistema de gas natural.

- 11.1.7 Cierre la purga de nitrógeno al comenzar a presionar con gas natural.
- 11.1.8 Abra la PCV-084 para inyectar aire al generador de frente de llama.
- 11.1.9 Inyecte gas natural al generador de frente de llama a través de la PCV-081.
- 11.1.10 Ajuste la presión en 15 Psig en la PCV-081(PG) y PCV-084(IA), observando PI-082 y PI-098, respectivamente.
- 11.1.11 Coloque en posición manual el selector de modo de ignición en el panel local, a través del HS-080.
- 11.1.12 Seleccione el piloto a encender, accionando las válvulas de solenoide correspondiente a cada piloto.
- 11.1.13 Verifique que la válvula solenoide del piloto seleccionado, abre.
- 11.1.14 Deje pasar un tiempo estimado de cinco (5) minutos para que la mezcla de gas-aire llegue al tope de los pilotos.
- 11.1.15 Pulse el botón de ignición manual HS-080 para energizar la bujía de la cámara de ignición.
- 11.1.16 Verifique en el visor si se ha producido el encendido. Se producirá una llamarada amarillo azulado y un ruido de chisporroteo.

 Precaución

No mantenga presionado el botón de encendido, ya que se creará una llama constante dentro de la línea del frente de llama, lo cual dañara las válvulas solenoides del sector del piloto y la bujía.

- 11.1.17 Verifique en el panel de control si la señal de encendido del piloto seleccionado se ha activado.

 Importante

Cada piloto está dotado de dos termopares, las cuales enviaran la señal al panel local para que encienda la luz del piloto que fue encendido. Adicionalmente, el Mechurrio tiene una cámara de televisión para observar la llama en el panel de control local.

- 11.1.18 Verifique el encendido del piloto en la punta del Mechurrio.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven	N°:J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento	Revisión: 1	Página: 19 de 24
		Fecha: 22/12/03	

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido



Importante

En caso de que el piloto no encienda puede ser debido a que hay nitrógeno en el sistema o la bujía no funciona. Continué con la purga de gas y vuelva a intentar el encendido.

- 11.1.19 Encienda los pilotos restantes siguiendo la misma operación según los pasos anteriores desde la inyección de gas natural al generador del frente de llama hasta la verificación del encendido del piloto en la punta del Mechurrio.

11.2 Desplazamiento del nitrógeno con gas natural

- 11.2.1 Verifique que el cabezal del Mechurrio desde los límites de batería de las Unidades de Procesos y Servicios, y los tambores del Sistema del Mechurrio han sido comisionados con nitrógeno, y tienen una presión positiva de 2-3 psig de nitrógeno.
- 11.2.2 Alinee el cabezal de alivio del sistema de Mechurrio de gases ácidos de la Unidad 57 con las Unidades 70/24, 26, 28 y 30.
- 11.2.3 Verifique que los pilotos del Mechurrio estén encendidos.
- 11.2.4 Inicie el flujo de gas natural desde los límites de batería de las Unidades 24, 26, 28 y 30.
- 11.2.5 Corte el nitrógeno al comenzar a presionar con gas natural.



Precaución

Tenga cuidado ya que al inyectar gas natural puede contaminarse el sistema de nitrógeno, debido a la mayor presión del sistema de gas natural.

- 11.2.6 Ajuste el flujo de gas de purga en los diferentes puntos del cabezal dependiendo del tamaño de la llama observada en la punta del Mechurrio.

11.3 Puesta en servicio de los sistemas de tambores separadores primario y secundario, 57-V-005 y 57-V-006.

- 11.3.1 Verifique que los tambores 57-V-005 y 57-V-006 tengan una pequeña presión de gas, observada en PI-047 y PI-051, respectivamente.
- 11.3.2 Verifique la disponibilidad de vapor de presión media a las bombas 57-P-005 A/B y 57-P-006 A/B.
- 11.3.3 Alinee la instrumentación asociada a estos sistemas.
- 11.3.4 Alinee las bombas 57-P-005 A/B y 57-P-006 A/B hacia la Unidad 26.
- 11.3.5 Ponga en servicio las trazas de vapor de las líneas del sistema del cabezal de alivio de gases ácidos al normalizar la operación del sistema.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

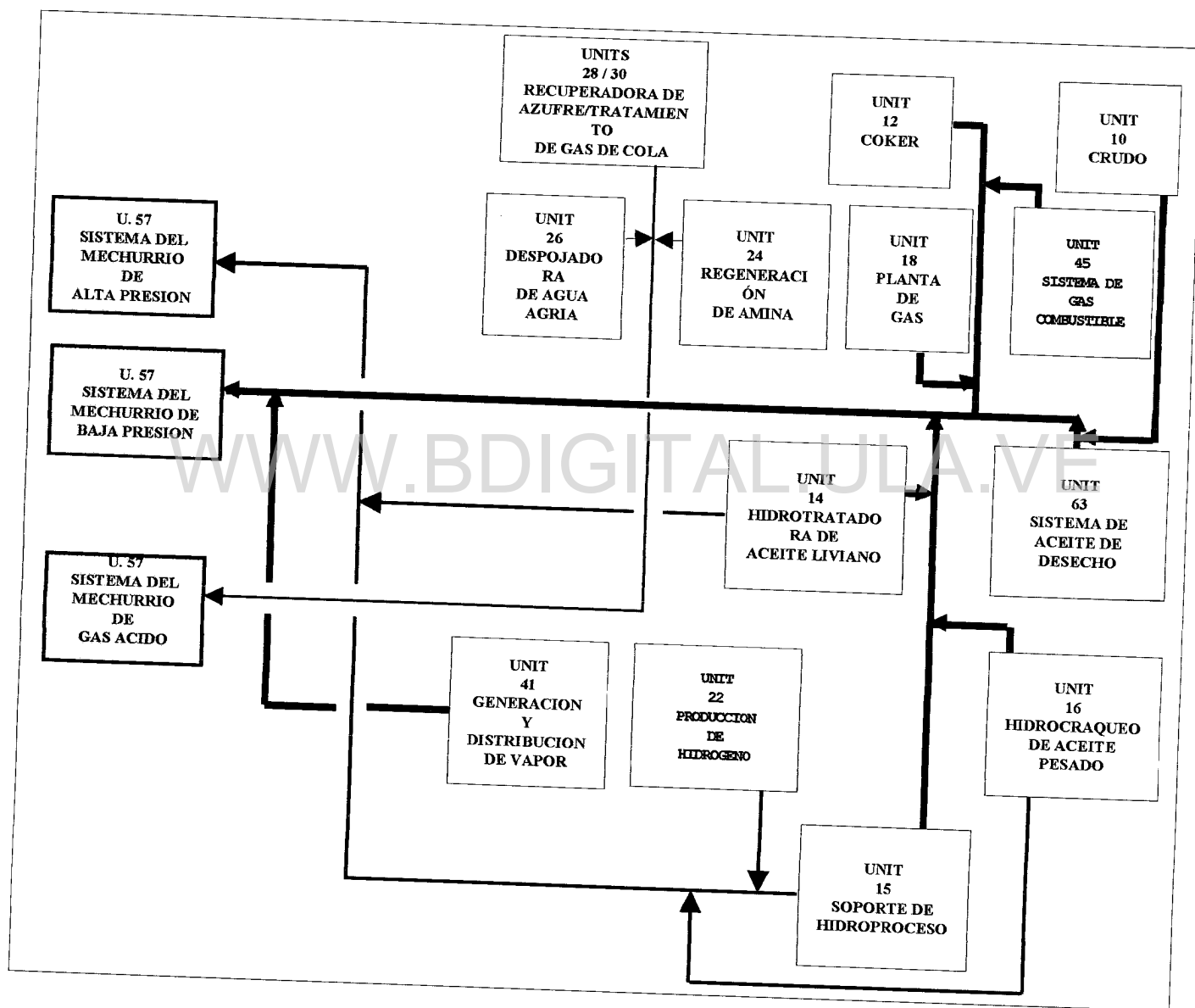
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven		N°:J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento		Revisión: 1	Página: 20 de 24
			Fecha: 22/12/03	
Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido				

12.0 REFERENCIAS

- Manual de Operación de los Mechurrios **GBA-Corona, Inc.**
- Procedimiento PETROZUATA "Puesta en Servicio del Mechurrio 05A201" Ref. **PU-MEC-NO-4301**, Rev. 2. 22/06/01
- Procedimiento SINCOR "Puesta en servicio de los "Mechurrios Normal y Ácido. Ref. **JNOI-52B-001** Rev. 0. 27/10/03
- Procedimiento "Arranque Inicial Sistema de Gas Inerte Unidad 48. Nitrógeno Gaseoso y Líquido" **J-E-OPR-070-48-PP-T-183**

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido
ANEXO A
DISTRIBUCIÓN DE LOS CABEZALES DE ALIVIO DE ALTA PRESION, BAJA PRESION Y GASES ACIDOS


Licencia Creative Commons:

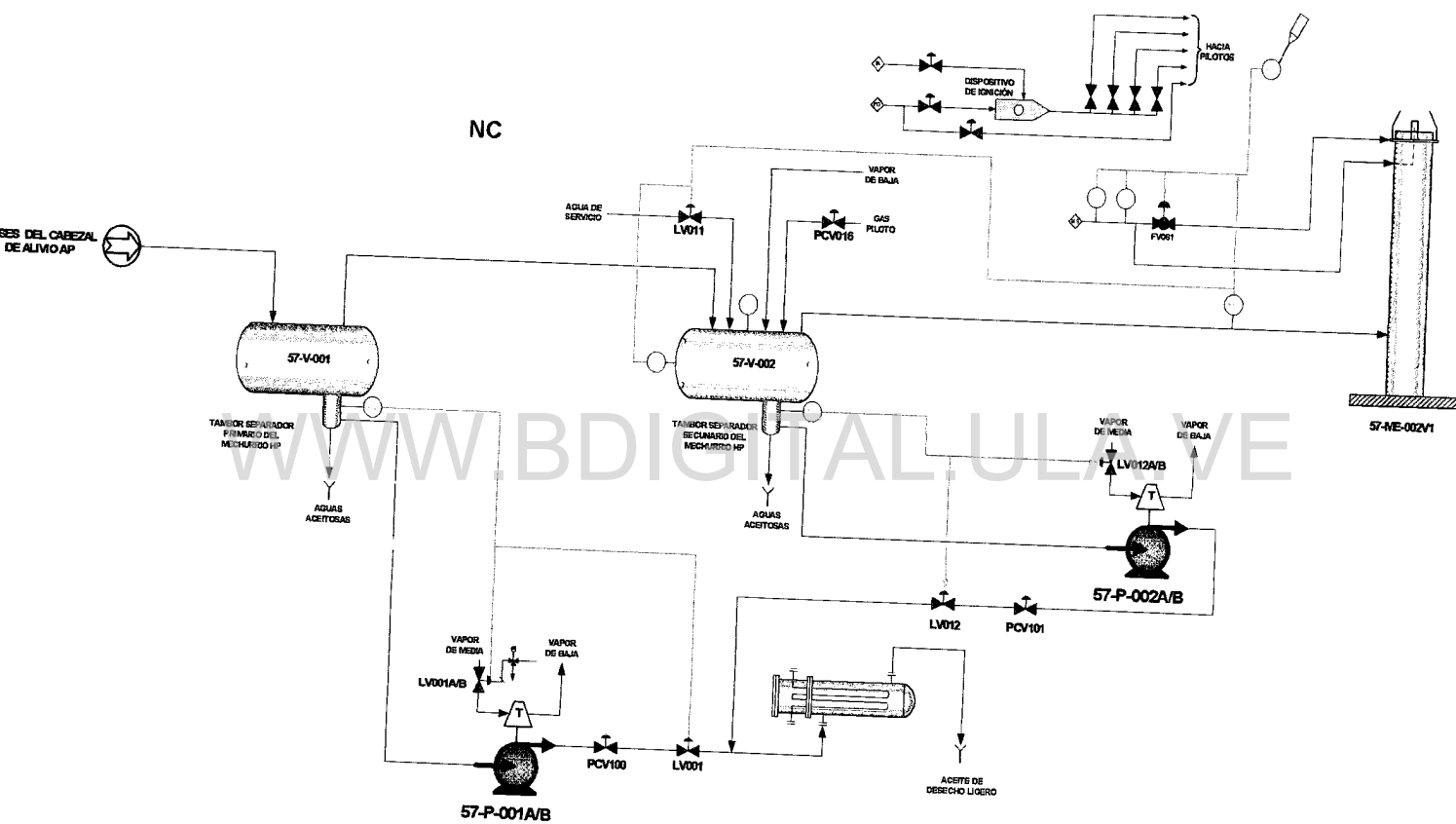
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven		N°:J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento		Revisión: 1	Página: 22 de 24
	Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido		Fecha: 22/12/03	

ANEXO B

Diagrama de Flujo Simplificado de Proceso del Sistema del Mechurrio de Alta Presión.



Licencia Creative Commons:

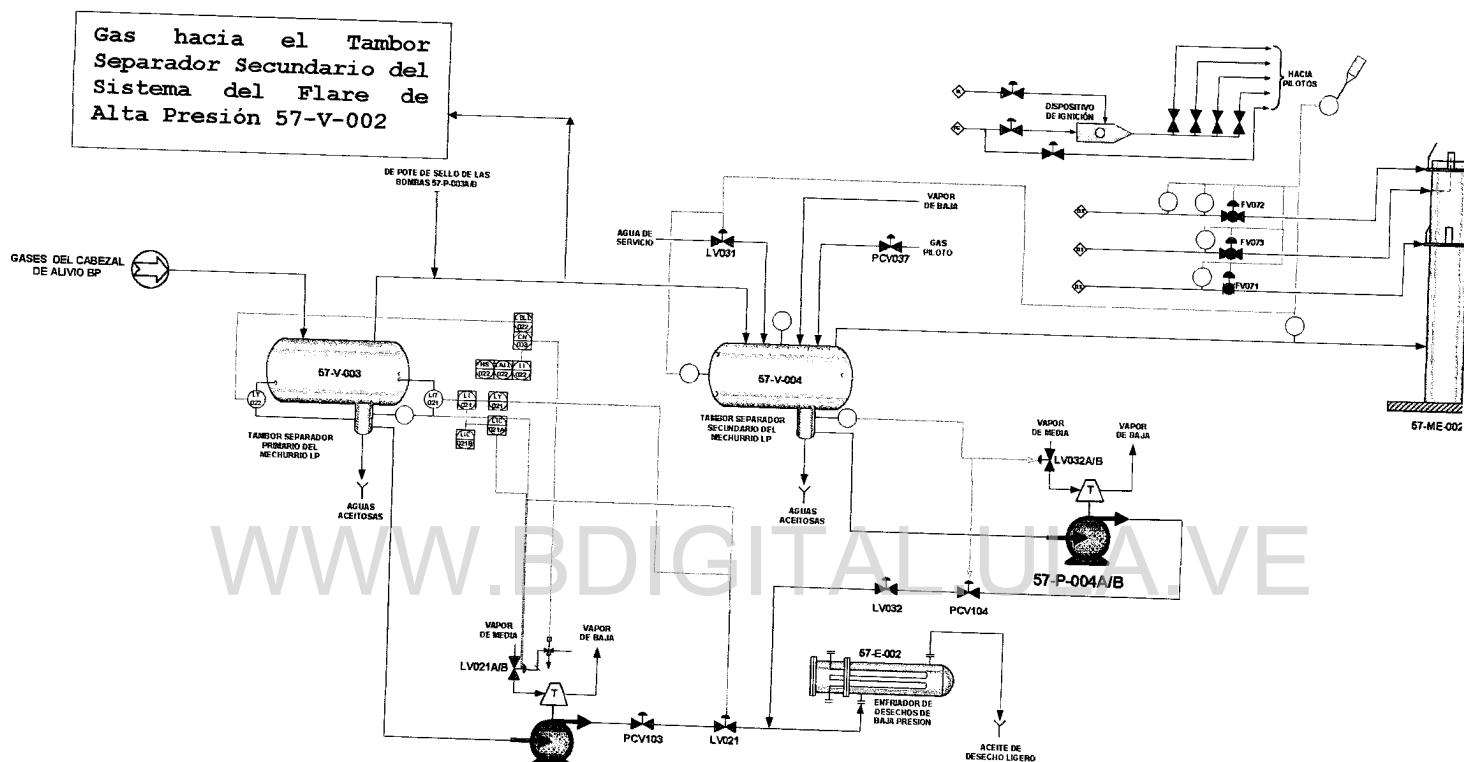
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Procedimiento

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido

ANEXO C

Diagrama de Flujo Simplificado de Proceso del Sistema del Mechurrio de Baja Presión.



Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

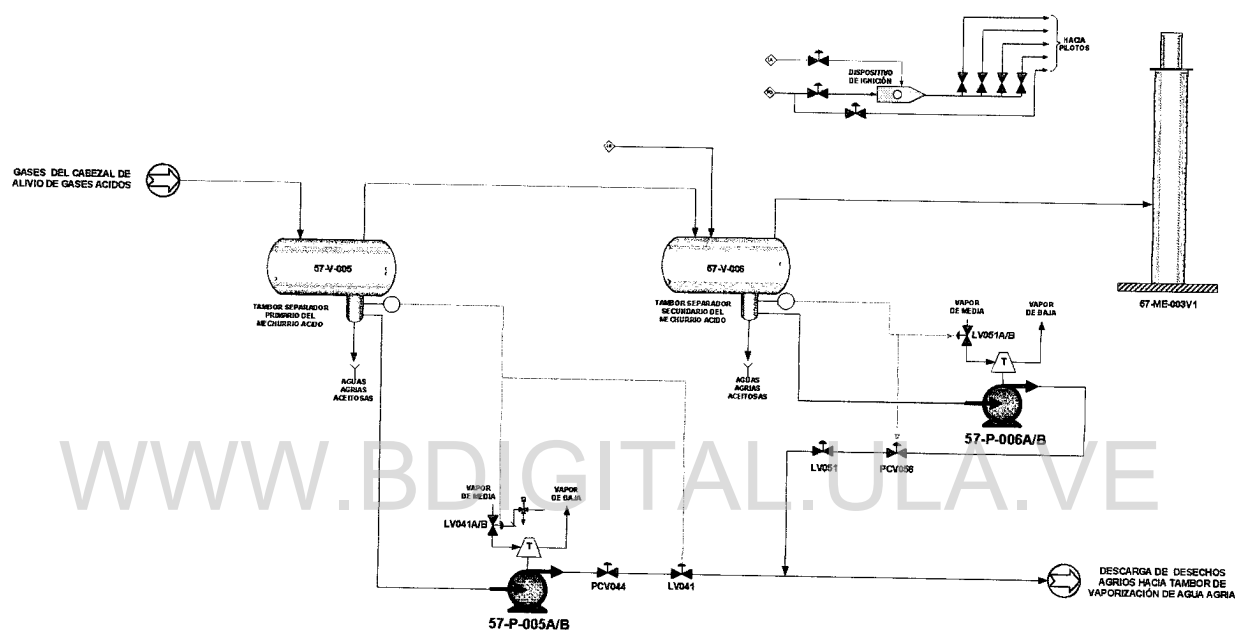
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

	Mejorador de Jose - Petrolera Ameriven		N°: J/E/OPR-05-57-PP-023	
	Procedimiento		Revisión: 1	Página: 24 de 24
			Fecha: 22/12/03	

Arranque Inicial de los Sistemas de Mechurrios Alta/ Baja Presión y Gas Ácido

ANEXO D

Diagrama de Flujo Simplificado de Proceso del Sistema de Mechurrio de Gas Ácido

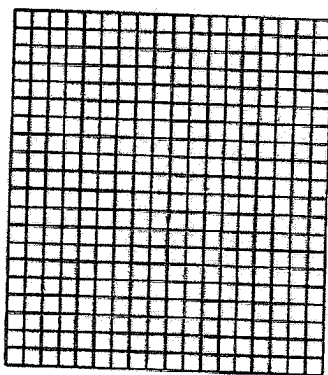


Licencia Creative Commons:

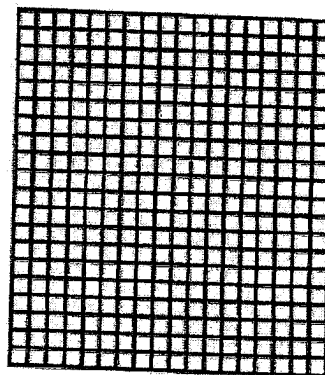
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

ATTENTION: CARLOS FERNZ

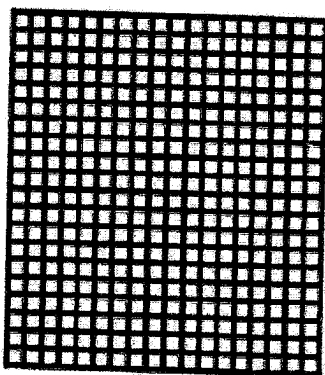
Figure E.7. Ringleman charts for estimating smoke densities. The charts below are proportional reductions of standard charts issued by the U. S. Bureau of Mines. These charts are used in the following manner: Make observations from a point between 100 and 1300 ft from the smoke. The observer's line of sight should be perpendicular to the direction of smoke travel. Place the below charts approximately 15 ft in front of the observer and as close as possible to his line of sight. (Standard ASME or U. S. Bureau of Mines charts should be placed 50 ft from the observer.) Open sky makes the best background for observations. Compare the smoke density with the charts (which, at 15 ft, are shades of gray instead of individual lines) and classify the smoke according to the Ringleman chart number. Ringleman Nos. 0 and 5 are 0% and 100% black, respectively. Charts for these are solid white and black (not shown).



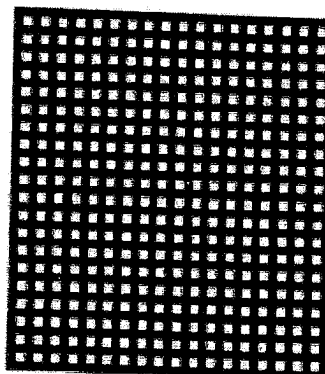
1. Equivalent to 20 percent black.



2. Equivalent to 40 percent black.



3. Equivalent to 60 percent black.



4. Equivalent to 80 percent black.

Carta de Ringleman para determinar la eficiencia de combustión

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

Contract #: 04477000

Item No.: 57-ME-001

Unit: 57 FLARE SYSTEM

P.O. No.: 100046-4-0734-B1

Inquiry No.: 04477000-4-0734-RQ

Engineer:	Rev:	By:	Date:
Process:			
Mech:	13	PL	17-Feb-03

Sheet No.: 1 of 2

Client: PETROLERA AMERIVEN S.A.
Service: HP - Hydrocarbon Flare System
Tag No. Tip 57-ME-001V3 Seal 57-ME-001V2

Plant: HAMACA CRUDE UPGRADER
Site: JOSE, VENEZUELA
Stack 57-ME-001V1 Type: vertical steam assisted flare

PROCESS DATA

VAPOR COMPOSITION				BASE CASE	(NOTE 22) ALTERNATE CASE	
Saturated Hydrocarbons		Vol %		NOTE 5	NOTE 5	
Unsaturated Hydrocarbons		Vol %		NOTE 5	NOTE 5	
Hydrogen		Vol %		NOTE 5	NOTE 5	
Hydrogen Sulfide		Vol %		NOTE 5	NOTE 5	
Carbon Dioxide		Vol %		NOTE 5	NOTE 5	
Others		Vol %		NOTE 5	NOTE 5	
Average Molecular Weight of Vapor				NOTE 5	NOTE 5	
Condensed Liquid				11,9	28,3	
Relief Rate	Sp. Gr. & Temp. °F			0,85 / 180	0,85 / 180	/
Flowing Temperature		lb/h		1.074.980	1.655.090	
Exit Velocity (See note 15)		°F		319	374	
Pressure Drop, Tip	Allow / Calc.	ft/sec		1070	690	
Seal	Allow / Calc.	PSI		NOTE 10	NOTE 10	
Stack	Allow / Calc.	PSI		NOTE 10	NOTE 10	
Smokeless Capacity (25% of maximum gas flow, See note 15)		PSI		NOTE 10	NOTE 10	
Steam Consumption (@ Smokeless Condition)		lb/h		268.745	413.770	
Gross Heat Release		MM Btu/hr		NOTE 23	60.000 NOTE 8, 16	
				23.800	33.600 NOTE 6	

MAXIMUM RADIATION				@ Grade		Distance from Stack, ft		Btu/(Hr.ft²)		Derrick Temp. °F	
						at base		3000			
						270 (NOTE 13)		1500			
						400 (NOTE 13,7)		1100			
						716 (NOTE 13,7)		500			
Was Prevailing Wind Considered for Radiation?											
Yes • No o											
If So, Velocity @ miles/hr						18,6					
								Top			
								Mid			
								Bottom			
NOISE LEVEL											
@ Normal Flaring:						90 dBA		@		515 ft	
@ Base Case:						97 dBA		@		515 ft	
(Note 4) @ Alternate Case:						97 dBA		@		515 ft	

UTILITY DATA

Purge Gas-Mol Wt	19,3	Temp	66 °F	Pressure	70 PSIG	Required Flow:	5344 SCF/H;	Velocity Thru Seal	N/A	ft/sec
Pilot Gas-Mol Wt	19,3	Temp	66 °F	Pressure	70 PSIG	Required Flow	400 SCF/H;	LHV	903	Btu/SCF
Ignitor Gas-Mol Wt	19,3	Temp	66 °F	Pressure	70 PSIG	Required Flow	100 SCF/H;	(Sweet) (Sour)	NO	
Steam-Pressure	140	PSIG	Temp	361 °F;	Flow to:	External Ring	NOTE 6	lb/h		
						Internal Ring	NOTE 6	lb/h		
						Center	NOTE 6	lb/h		
						Continuous (Cooling)	1.250	lb/h		
Air For Flame Front Generator	90	PSIG				Available Instrument Air Pressure	90	PSIG		
Electrical: Hazardous	Non-Hazardous					CLASS	1	GR	B,C,D	DIV
									2	VOLTAGE : 120 / 1 / 60

REV	ISSUE STATUS	DATE	BY	CHK'D	APP'D
11	ISSUED FOR PURCHASE	28-Mar-01	AP	PWS	OB
12	CHANGED AS NOTED	20-Jul-01	AP	YP	OB
13	As-Built	17-Feb-03	PL		KK

Doc. No. 57-DS-ME-001-13

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela

CC BY-NC-SA 3.0 VE

Doc. No. 57-DS-ME-001-13

The steam skid is located at 405 ft from the stack base.

MECHANICAL DATA

MATERIALS OF CONSTRUCTION			(NOTES 1, 25) CONNECTIONS				
			No.	Size	Type	C.A.	
Tip: Upper / Lower Section	SS 310		13	54" CL 150	WNRF	3 / 16"	
Refractory: Lining / Anchors	NONE		13	1" CL 150	WNRF	3 / 16"	
Flame Retention Ring	NONE		13	4 x 1" CL 150	WNRF	3 / 16"	
Pilot Tip / Tube	SS 310 or SS 316		13	8" CL 300	WNRF	3 / 16"	
Ignitor Tip / Tube	SS 310 or SS 316		13	3" CL 300	WNRF		
Tip Mounting Bracket	SS 310 or SS 316						
Ignitor Mounting Bracket	SS 310 or SS 316						
Pilot Windshield	SS 310						
Rainshield	NONE		13	54"			
Steam Tubes/Manifolds/Nozzles	SS 316 or CS		13	(16) 1 3/4" Anchor			
Seal	SS 310			Bolts on 54" BCD			
Stack	CS (NOTE 24)						
TIP - Type	Diameter (ID) (OD)	4.5	ft; 13	Length: Upper / Lower:	10 ft /		ft
Refractory Length	ft;	Thickness	in;	Lifting Lugs No.	2		
SEAL - Type Dynamic	Diameter (ID) (OD)	ft;					
PILOTS - Type WIND PROOF	No. 4 MINIMUM	Length		Ignition: Indiv	•	Ring	○ Other ○
Thermocouples - Type K	No. EIGHT (TWO PER PILOT)						
IGNITION - Type FLAME FRONT GEN (NOTE Located	405	ft From Stack;		Re-ignition Auto	•	Semi	○ Manual •
SYSTEM Pilot Indicator Lights:	Yes • No ○	Panel Piping & Valves	Furnished: Yes • No ○				
STACK - Diameter (ID) (OD)	4.5 (NOTE 13)	ft;	Height	(NOTE 26)	ft;		
Overall Height	213.25 (NOTES 17)	ft; (Includes Tip & Seal)					
Type Support:	Guyed • Derrick ○	Free Standing	○	Strakes Required:	Yes ○ No ○		
PAINT - C.S. Ext Surface Prep	SP - 10	Paint System:	per Specifications & "Shop Painting System Summary"				
SMOKE MONITOR:	YES	TYPE:	INFRARED				
MONITOR SERVICE:	RELEASE STEAM FOR SMOKE EMISSION CONTROL (NOTE 14)						
SITE CONDITIONS							
SITE - Elevation Above MSL	88.84 (NOTE 11)	ft;	Temp Max/Min	98 °F / 62 °F	Earthquake Zone:	3	
Prevalent Wind: Design	19	miles/hr;	Normal	3.7 - 32.3	miles/hr	Direction	N/NNE/ESE
WIND LOADS CODE: ASCE 7-95	Exposure Category: C (85 Miles per hour)		TERRAIN EXPOSURE CATEGORY:	"C"			
IMPORTANCE FACTOR (I): 1.00	GUST EFFECT (G): 0.85		TOPOGRAPHIC FACTOR (K): 1.0				
EARTHQUAKE LOADS	CODE: UBC CHAPTER 16		SEISMIC ZONE NUMBER: 3				
SEISMIC ZONE FACTOR: 0.3	SITE COEFFICIENT (S): Sc		IMPORTANCE FACTOR (I): 1.25				
WEIGHTS - Complete Tip	13	6500 lb	Seal (included in tip)	lb	Stack	lb	

NOTES:

- Tip auxiliaries to be same material as tip unless otherwise noted. Flare mechanical design temperature is 450 °F
- Ignitor & pilot piping shall have connections at tip mating flange.
- Vendor to furnish details of platforms, ladders, etc.
- Refer to the project noise specifications.
- Not available
- To be confirmed by Vendor.
- For Alternate Case, Maximum Radiation at 535 ft from base of stack shall not exceed 1100 Btu/(hr ft²)
- For 25% of total flare capacity.
- Note deleted.
- Allowable total pressure drop at inlet Stack inlet nozzle is 2 psi.
- Terraced to 107.59 ft.
- H₂ concentration of 86.4%.
- Preliminary dimension. Definitive dimensions to be confirmed by Vendor.
- A smoke monitoring system shall be supplied by the flare vendor. The monitor system shall be able to detect the formation of smoke at the flare tip and send a signal to a controller in order to release steam for smoke control.
- Maximum gas velocity under smokeless flaring condition shall not exceed 20 % of sonic speed.
- For steam injection details see P&ID 57-A1-0102. Vendor shall size and provide required control valves as well as steam control instrumentation (only one control valve will be required).
- Flare height shall be based on the individual actual flare loads using minimum flare height that meets radiation levels criteria.
- The vendor shall furnish an ignition control panel, including digital outputs signals for remote failure alarms.
- Note deleted.
- Ignition panel shall be Nema 4X & Nema 7.
- Vendor shall be responsible for performance guarantee from the stack inlet nozzle to the flare tip.
- Alternate case based on 50% turndown of the Hamaca Crude Upgrader when the LP Hydrocarbon Flare tip is down for maintenance.
- No steam is required for the Base Case, however during a fire case the relief load of 153, 000 lb/hr (MW = 183, temp = 795 °F) is estimated to require 60,000 lb/hr of MP steam.
- Per ASME B 31.3 non structural grade material.
- Flange connections larger than 24 inches through 60 inches, shall be per ASME B 16.47 type B. Smaller flanges shall be per ASME B 16.5.
- Tip + Stack heights, shall comply with the minimum overall height.
- The steam skid is located at 405 ft from the stack base.