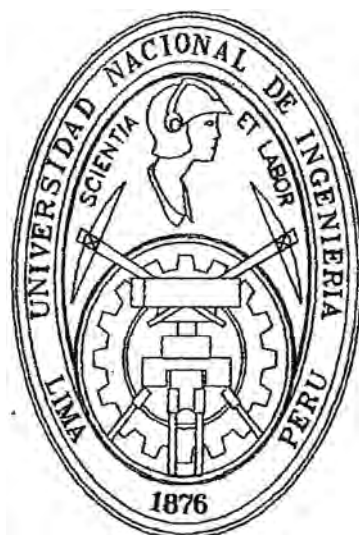


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA QUÍMICA Y MANUFACTURERA



“ESPACIAMIENTO Y DISTRIBUCION DE EQUIPOS DE UNA PLANTA DE
SEPARACIÓN PETROLEO-GAS EN UNA LOCACION DE PERFORACIÓN
EN LA SELVA PERUANA”

INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO QUÍMICO

POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS

PRESENTADO POR

JOSE FERNANDO QUINTANA UGAZ

LIMA-PERU

2004

RESUMEN

El presente Informe de Suficiencia constituye una guía para establecer el espaciamiento y la distribución de los equipos de una planta de separación de petróleo y gas provenientes de un pozo productor de petróleo, dentro de una locación de perforación en la selva peruana, a fin de asegurar que la perforación y explotación simultáneas de petróleo en esta locación sean llevadas a cabo con adecuada seguridad para el personal, eliminando o minimizando los impactos al medio ambiente y los daños a la propiedad.

En la primera parte del informe se reseñan algunos accidentes ocurridos en las industrias de procesos químicos y del petróleo, los que permitirán al lector tomar conciencia de la importancia de incluir la seguridad y la administración del riesgo en la construcción de una planta de proceso, la cuarta de las cinco etapas en la vida de un proceso químico: Desarrollo del Proceso, Diseño del Proceso, Diseño de Equipos, Construcción y Operación.

La siguiente sección del informe describe todos los conceptos de Administración de Riesgos y de Ingeniería de Riesgos necesarios para el desarrollo del tema del informe. Su temprano conocimiento facilitará el entendimiento del desarrollo del tema del Informe.

En la tercera parte del informe se describe con detalle la solución al problema enfrentado por una compañía petrolera operando en la Selva Peruana: la explotación económica de un pozo de petróleo y la perforación simultánea de un segundo pozo en la misma locación del primero. El marco legal vigente aplicable, así como las políticas y procedimientos internos de la compañía petrolera involucrada, se detallan adicionalmente en esta sección. Se incluyen comentarios respecto a las restricciones y vacíos encontrados.

Las conclusiones y recomendaciones del informe se presentan en la cuarta parte del mismo. Su principal objetivo está orientado hacia la perforación de pozos en condiciones similares a las descritas en el informe, y hacia la revisión y mejoramiento de las regulaciones vigentes en el sector petrolero.

Finalmente, se proporcionan bibliografía e información adicional de utilidad para el lector.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN

2. ADMINISTRACION DE RIESGOS EN LAS INDUSTRIAS DE PROCESOS QUÍMICOS Y DE PETROLEO
 - 2.1. Definiciones
 - 2.2. La Identificación de Peligros
 - 2.3. El Análisis de las Consecuencias
 - 2.4. La Administración del Riesgo – Distribución y Espaciamento de Equipos
 - 2.5. Guías para la Distribución y Espaciamento de Equipos en Instalaciones de Producción y Procesamiento de Petróleo y Gas

3. ESPACIAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS DE UNA PLANTA DE SEPARACIÓN PETROLEO-GAS EN UNA LOCACION DE PERFORACIÓN EN LA SELVA PERUANA
 - 3.1. Descripción del Problema
 - 3.2. Equipos a Instalar
 - 3.3. Legislación Peruana Aplicable
 - 3.4. Políticas y Procedimientos Aplicables
 - 3.5. Espaciamento Recomendado entre Equipos
 - 3.6. Distribución Recomendada de Equipos en la Locación de Perforación

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
 - 4.1. Administración Económica del Riesgo
 - 4.2. Estándares de una Compañía Petrolera
 - 4.3. Sugerencias a la Autoridad Competente

5. BIBLIOGRAFÍA

APENDICES

1. INTRODUCCIÓN

Los seres humanos aprendieron a construir de manera segura mediante la prueba y el error, aprendiendo de sus errores y estableciendo reglas a partir de las lecciones aprendidas de la manera dura. Luego, a medida que la ciencia de la ingeniería maduró, la gente fue capaz de diseñar estructuras y sistemas simples basados en necesidades de comportamiento. La seguridad fue incluida dentro de los diseños en la forma de un margen más allá de los requerimientos calculados. Si en el peor de los casos un puente necesitaba soportar un determinado peso, se diseñaba para soportar dos veces esa carga, de esa forma tenía un factor de seguridad integrado.

Sin embargo, por sí mismos los márgenes de seguridad no garantizan el uso seguro de una pieza de equipo, una estructura, o un sistema. Cómo algo puede ser mal utilizado, es a menudo tan importante al cómo fue diseñado. El error humano, el pobre mantenimiento después de la instalación, y las interacciones de un sistema o pieza de equipo con el ambiente o con otros sistemas puede ser pasado por alto en el proceso de diseño, con efectos desastrosos.

El Desastre de Flixborough

El Sábado 1 de Junio de 1974, a las 16:53 horas, una explosión de alto poder destruyó la planta de Nypro Ltd. en Flixborough, Inglaterra, matando a 28 e hiriendo a 36 de las personas que laboraban en ese momento en las instalaciones. Adicionalmente se registraron 53 personas heridas en los distritos adyacentes. Los edificios y la planta de proceso fueron virtualmente destruidos por la explosión y posterior incendio. Los daños se estimaron en 63 millones de dólares.

La planta fue originalmente una fábrica de nitrato de amonio que operaba desde 1938. Nypro Ltd. compró las instalaciones en 1964 y durante tres años construyó una planta para producir caprolactano, materia prima básica para obtener Nylon 6. La planta empezó a producir en 1967 y hasta la fecha de la explosión, fueron los

únicos productores de caprolactano en el Reino Unido. Luego de una reorganización administrativa, Nypro decidió ampliar la capacidad de la planta. Así, a partir de 1972 empezó a producir 70 000 toneladas de caprolactano al año, más de tres veces lo que producía en 1967. La nueva planta incluyó la peligrosa sección 25A desde la cual escapó la nube de ciclohexano con resultados desastrosos. La Figura 1.1 muestra la disposición de la Planta de Nypro.

El proceso original obtenía ciclohexanona, necesaria para la producción de caprolactano, mediante la hidrogenación de fenol; sin embargo, la nueva planta producía ciclohexanona y ciclohexanol mediante la oxidación de ciclohexano.

El 1 de Junio de 1974, había en el lugar grandes cantidades de líquidos inflamables, incluyendo: 330 000 galones de ciclohexano, 66 000 galones de nafta, 11 000 galones de tolueno, 26 400 galones de benceno y 450 galones de gasolina.

La investigación del gobierno inglés determinó que la causa de la explosión fue la combustión rápida y posible detonación de una gran cantidad de vapor de ciclohexano, el cual fugó masivamente debido a la falla de una tubería provisional que conectaba dos de los cinco reactores de la Sección 25A. Se estimó que la explosión tuvo una fuerza equivalente de entre 15 a 45 toneladas de TNT. Si la explosión hubiera ocurrido en un día laborable normal, alrededor de 500 personas hubieran estado laborando en la instalación.

El edificio principal de oficinas y los laboratorios existían en el lugar antes que la nueva planta empezara a producir. El cuarto de control quedó muy cerca de la Sección 25A y se le instalaron vidrios no astillables en las ventanas, de acuerdo a una recomendación de seguridad. Ver detalles de daños en Figuras 1.2 a 1.5.

De las 28 personas que murieron en la planta, 18 estaban en el cuarto de control.

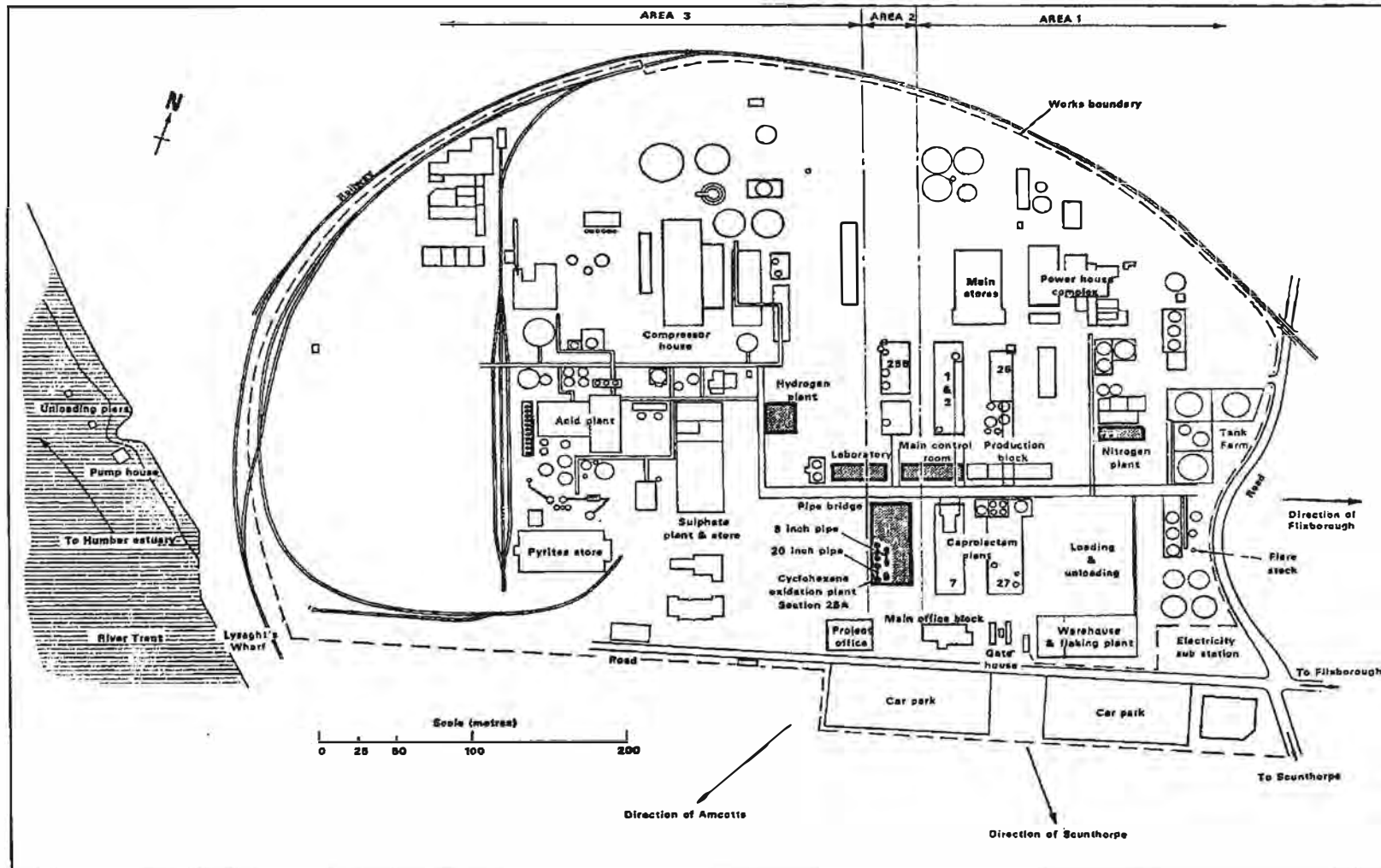


Figura 1.1. Plano simplificado de la Planta de Nypro Ltd. en Flixborough, Reino Unido. Los edificios y áreas de interés han sido sombreados. Los números son los de las Secciones de la planta.

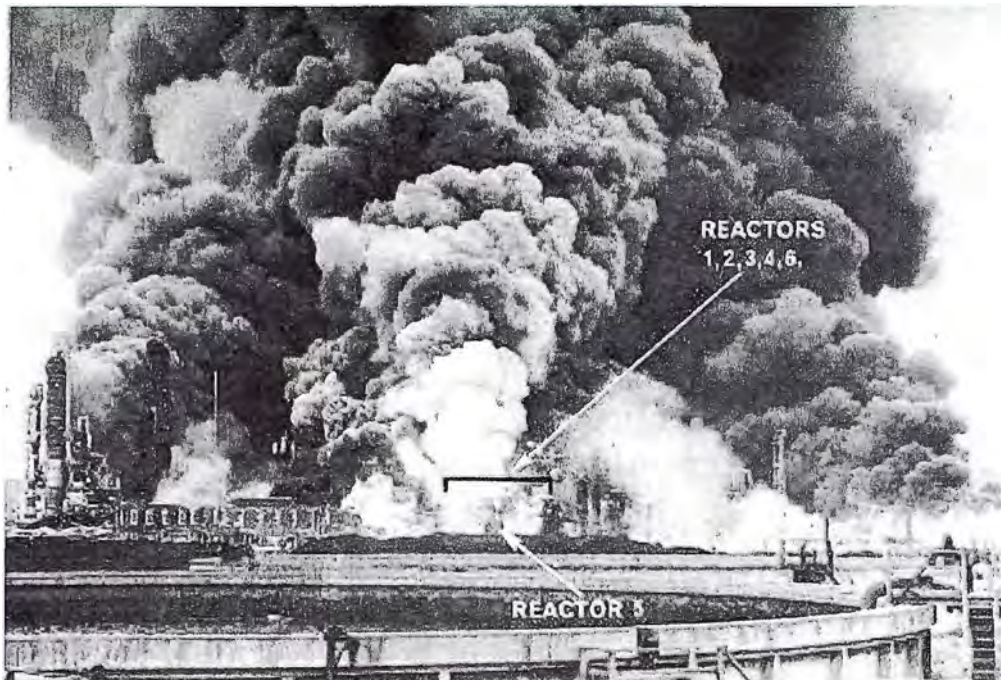


Figura 1.2. El incendio en la Sección 25A - reactores de ciclohexano.



Figura 1.3. Restos de la Sección de reactores de ciclohexano.

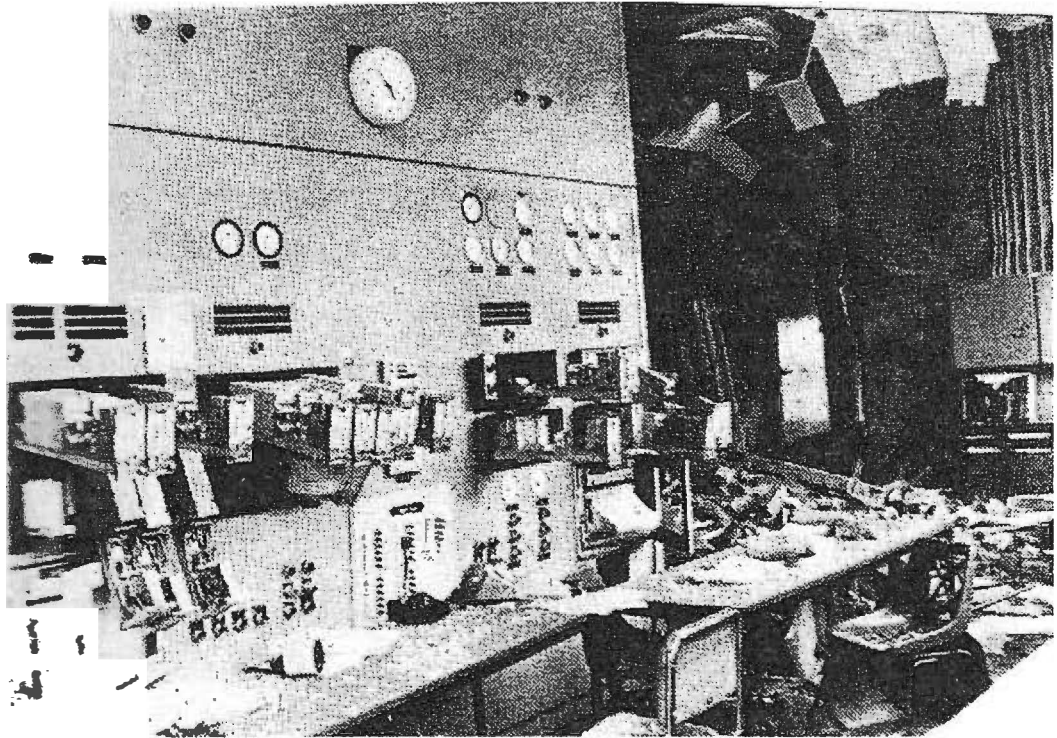


Figura 1.4. El cuarto de control en donde la mayoría de víctimas perecieron.

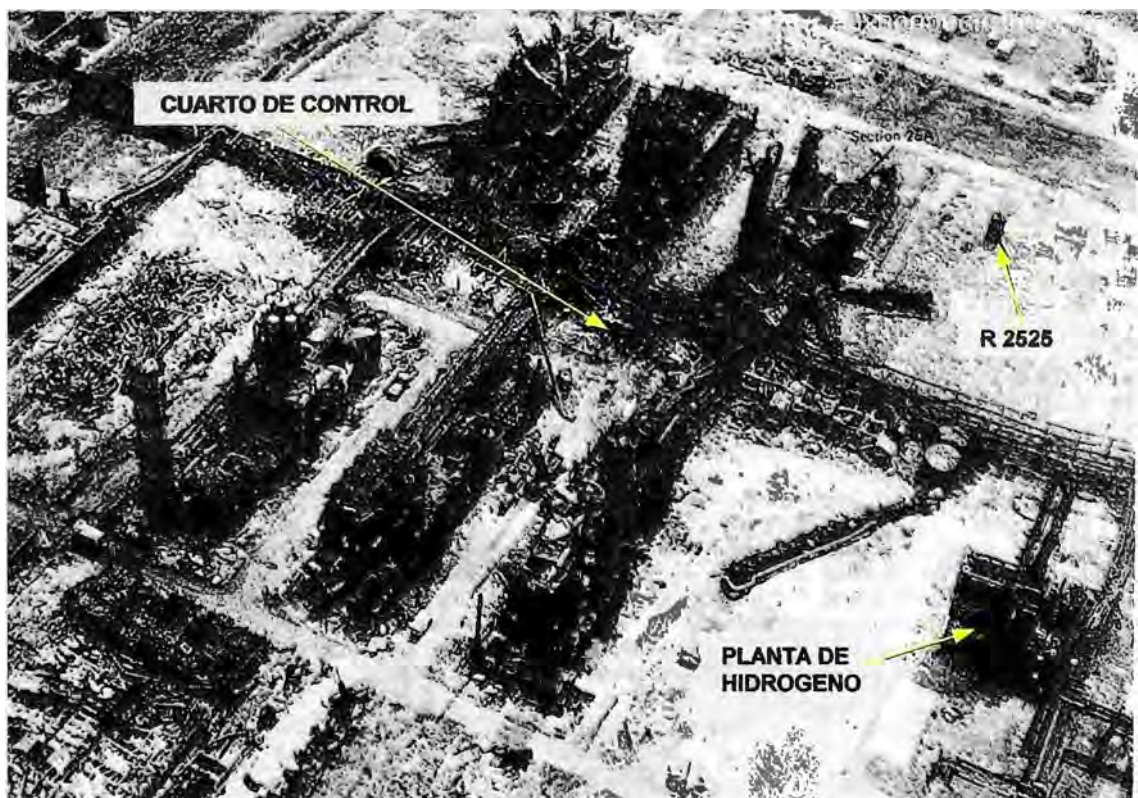


Figura 1.5. Vista aérea de la Planta de Nypro LTD. luego del desastre.

El Desastre de la Piper Alpha

La plataforma petrolera Piper Alpha, propiedad de Occidental Petroleum (Caledonia) Ltd., estaba ubicada en el Mar del Norte, a 110 millas al este de Aberdeen, Escocia. Sus instalaciones permitían perforar pozos en el lecho marino hasta el reservorio de producción, y la extracción, separación y procesamiento de los fluidos del reservorio: una mezcla de crudo, gas y agua. El gas y el agua eran separados del crudo en separadores de producción. Gas condensado líquido era separado del gas mediante enfriamiento y luego reinyectado en el crudo a ser transportado a la costa. La capacidad de diseño de la plataforma era de 250 000 barriles de crudo al día. Las Figuras 1.6 y 1.7 muestran la ubicación de la Piper Alpha en el Mar del Norte.

El 6 de Julio de 1988, aproximadamente a las 22:00 horas, ocurrió una explosión en la cubierta de producción de la Piper, seguida inmediatamente por fuego en el Módulo de Separación, y por una bola de fuego en el lado oeste de la plataforma. Desde ese momento, humo denso y negro envolvió por completo las cubiertas superiores de la plataforma, La explosión inicial fue seguida por una serie de explosiones menores. Muchos de los sistemas de emergencia de la plataforma, incluyendo los sistemas contra incendios, fallaron (ver Figura 1.8).

Aproximadamente a las 22:20 horas ocurrió una segunda explosión debido a la ruptura de una de las tres tuberías de 18" de diámetro que traían gas desde otras plataformas. De inmediato, se desarrolló un incendio masivo y prolongado por gas a alta presión, el cual generó intenso calor (ver Figura 1.9).

Aproximadamente a las 22:50 horas se rompió la segunda de las tuberías de gas. Cuarenta minutos más tarde, a las 23:30 horas, la tercera de las tuberías reventó. La plataforma Piper Alpha colapsó entonces y se hundió en las gélidas aguas del Mar del Norte (ver Figura 1.10).

De las 226 personas que trabajaban en la plataforma al momento del accidente, 165 perdieron la vida, al igual que 2 miembros de una cuadrilla de rescate que acudió a atender la emergencia. Las pérdidas económicas fueron estimadas en 2,8 billones de dólares.

Aunque el origen del desastre estuvo en un sistema de permisos de trabajo deficiente, la magnitud del mismo se acrecentó, entre otros, porque el helipuerto y las viviendas estaban ubicados a sotavento de las áreas de proceso, y durante el incendio se llenaron de humo.

- Ningún helicóptero pudo aterrizar en la plataforma para evacuar al personal: el helipuerto estaba encima de las viviendas.
- 81 personas murieron dentro de las viviendas, esperando a ser rescatadas por helicópteros.

La investigación oficial del gobierno inglés, estableció nuevos estándares de seguridad para plataformas marinas, los cuales desde entonces han sido adoptados por diferentes países del mundo. Estos estándares incluyen, entre otras medidas:

- la evaluación cuantitativa de riesgos como herramienta de decisión,
- la ubicación de helipuertos y viviendas a barlovento de toda área de riesgo de la plataforma, y
- la ubicación de las viviendas en plataformas adyacentes a las de operaciones (ver Figura 1.11).

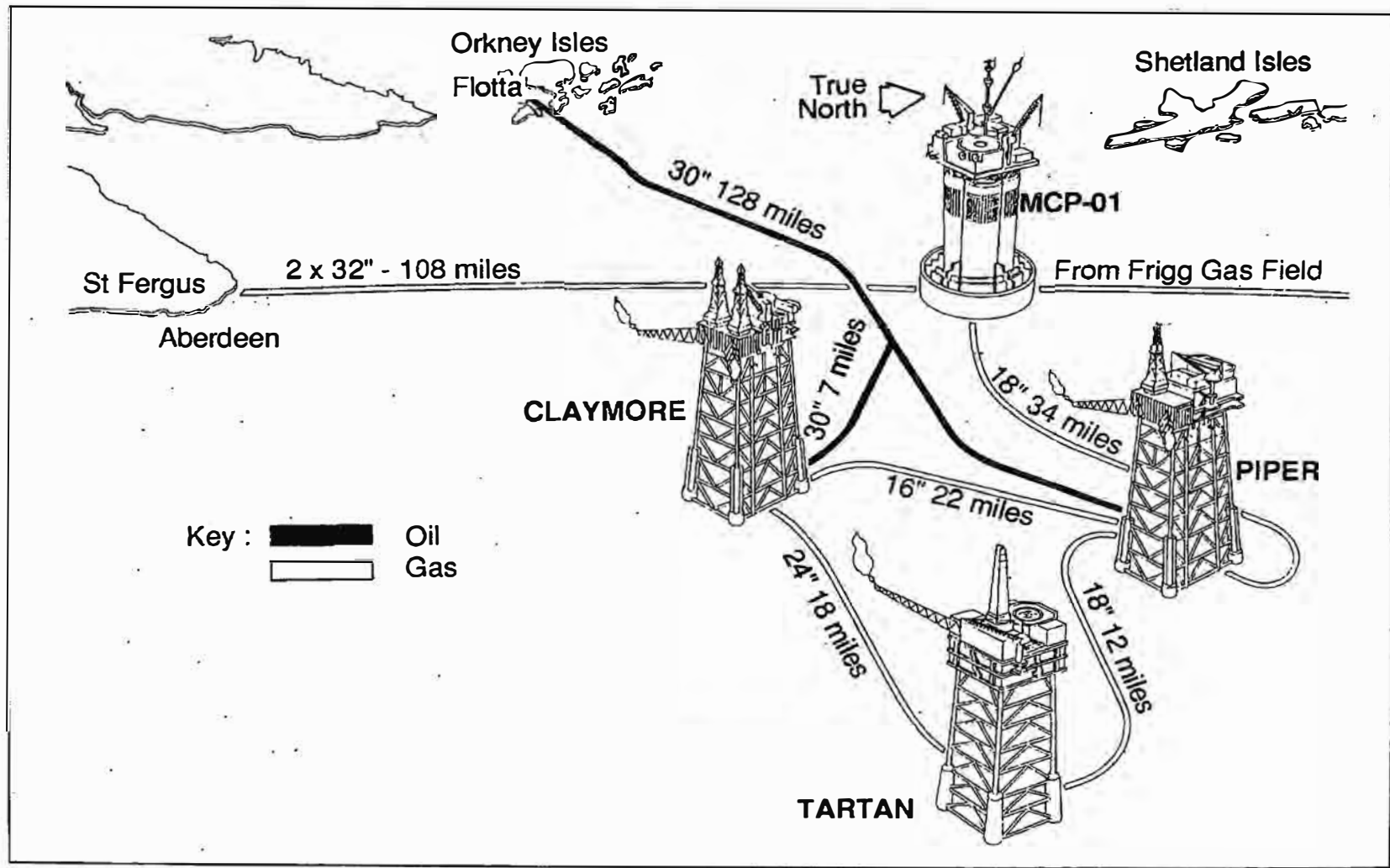


Figura 1.6. Oleoductos y gasoductos interconectados con la Piper Alpha en el Mar del Norte.



Figura 1.7. La plataforma petrolera Piper Alpha. Las viviendas del personal se encuentran ubicadas debajo del helipuerto.



Figura 1.8. El incendio producido luego de la primera explosión. Nótese el humo cubriendo totalmente las viviendas y el helipuerto.



Figura 1.9. Explosión de gas luego de la ruptura de la primera tubería de gas.



Figura 1.10. Los restos dela Piper Alpha en la mañana del 7 de Julio.

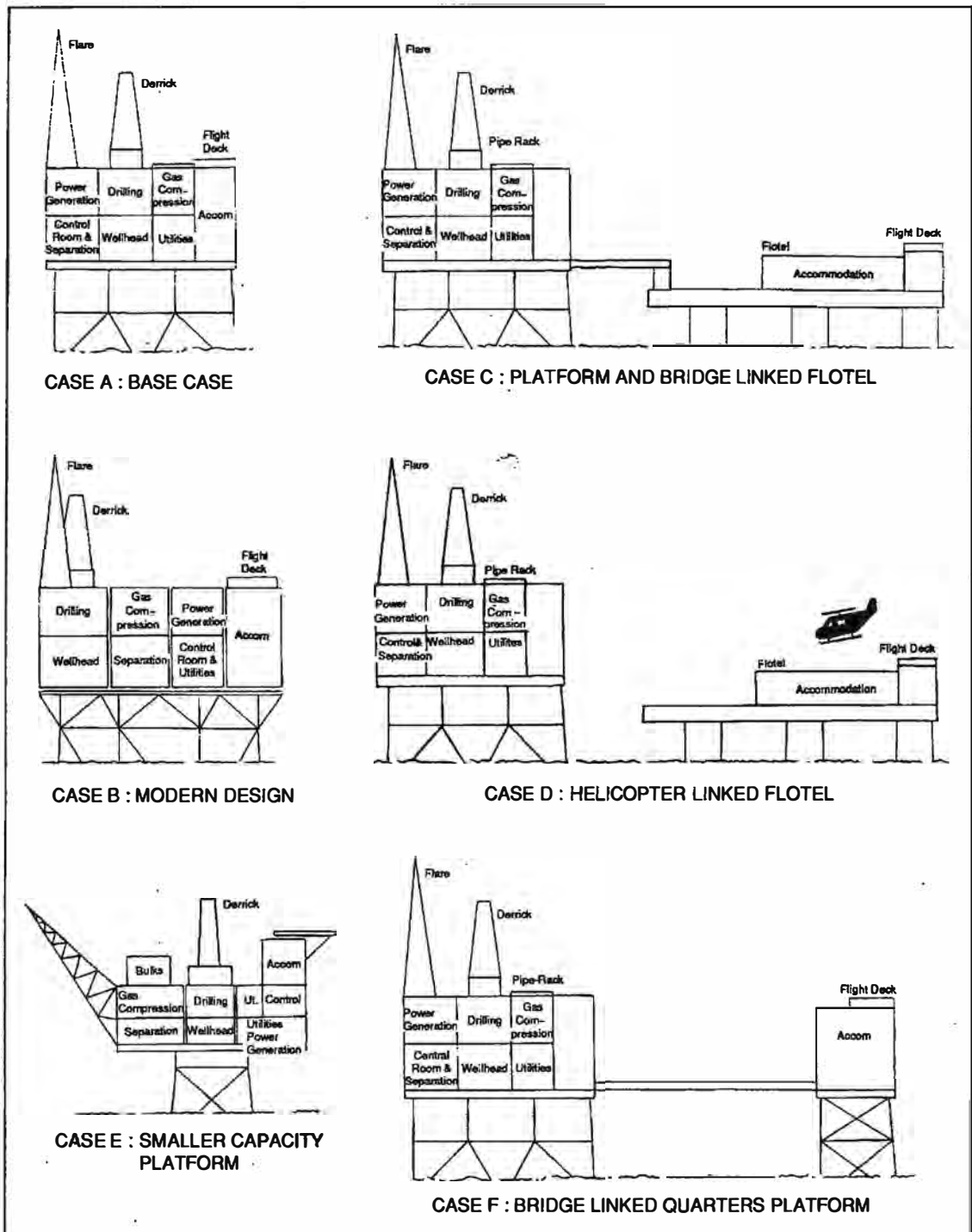


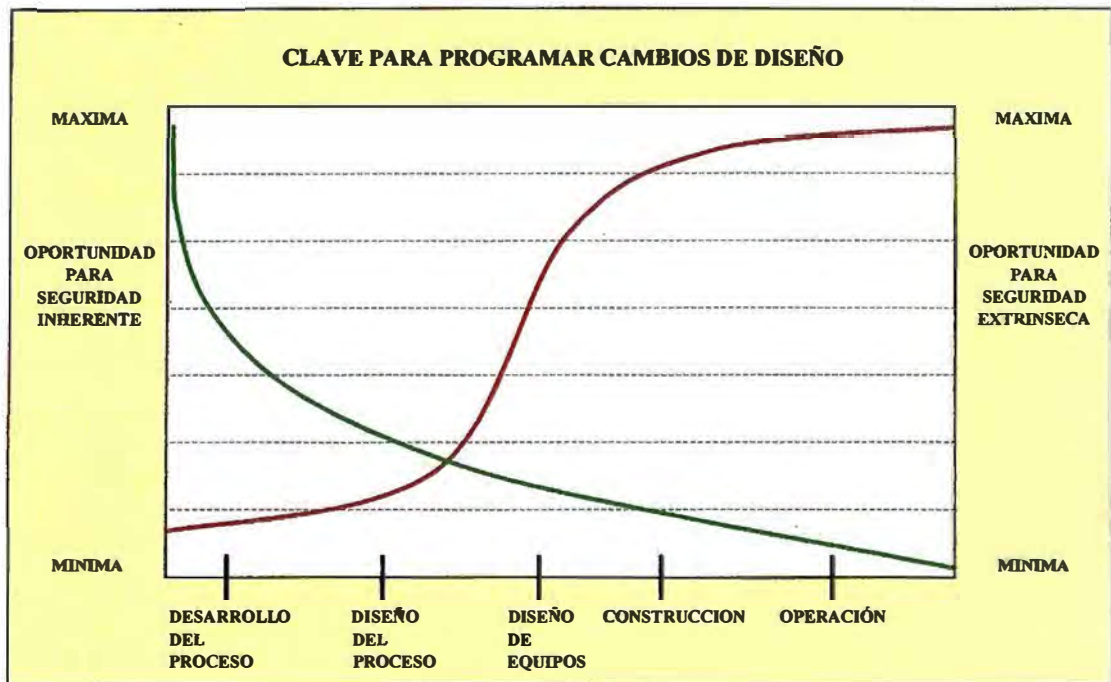
Figura 1.11. Durante la investigación del desastre se efectuaron evaluaciones cuantitativas de riesgo a diferentes configuraciones de plataformas.

Inherentemente Seguro Versus Extrínsecamente Seguro

La seguridad puede ser considerada en las diferentes etapas de la vida de un componente, sistema o instalación. Cuanto más temprano sea considerada en el proceso, menor será el costo de su implementación y mayor la oportunidad de tener un diseño inherentemente seguro. Se entiende por *inherentemente seguro* que los peligros potenciales han sido eliminados en vez de haber diseñado para afrontarlos.

Considérese la manufactura de un producto en particular que requiere de almacenar un producto químico altamente tóxico o explosivo en el lugar. Una modificación que podría hacer este proceso inherentemente seguro sería un cambio en el proceso que elimine la necesidad de almacenar el producto químico en el lugar. Esto podría ser logrado de diferentes maneras, tales como cambiar el proceso de manera que el producto químico peligroso no sea utilizado, no sea almacenado en cantidades significativas en el lugar, o sea usado tan rápido como es producido en otra parte de la planta.

La vida de una planta puede ser dividida en cinco etapas: desarrollo del proceso, diseño del proceso, diseño de equipos, construcción y operación. Cuanto más avanzado el diseño, las consideraciones de seguridad se manifiestan como seguridad extrínseca. Esto es, la seguridad es integrada mediante la adición de controles, alarmas, interruptores de parada automática, redundancia de equipos, procedimientos de seguridad y otros mecanismos. En las últimas etapas de la vida de una planta, aun hay posibilidades para la seguridad extrínseca, pero pocas oportunidades para la seguridad inherente. Esto se muestra en la Figura 1.12.



— SEGURIDAD INHERENTE
 — SEGURIDAD EXTRINSECA

Figura 1.12. Seguridad Inherente vs. Seguridad Extrínseca.
 Clave para programar cambios de diseño.

2. ADMINISTRACION DE RIESGOS EN LAS INDUSTRIAS DE PROCESOS QUÍMICOS Y DE PETROLEO

2.1. Definiciones

Aunque la seguridad industrial viene desarrollándose en el Perú desde hace ya varias décadas, aun hoy muchos profesionales así como autoridades gubernamentales vienen utilizando indistinta y equivocadamente términos como riesgo y peligro. Para facilitar la comprensión de este informe, se definen algunos términos importantes:

Accidente	<i>(Accident)</i> Evento no deseado que ocasiona daño a la persona, daño a la propiedad, daño al medio ambiente o paralizaciones del proceso. En última instancia, ocasiona pérdida de utilidades.
Boilover	Eyección violenta de un líquido inflamable desde su recipiente, debido a la vaporización de una capa subyacente de agua. Generalmente ocurre después de un periodo lento de quema en productos de amplio punto de inflamación, tales como el petróleo crudo.
Casi-Accidente	<i>(Near-Miss)</i> Evento no deseado que tuvo el potencial de ocasionar daño a la persona, daño a la propiedad, daño al medio ambiente o paralizaciones del proceso.
Incidente	<i>(Incident)</i> Evento no deseado que puede o no ocasionar daño a la persona, daño a la propiedad, daño al medio ambiente o paralizaciones del proceso.
Peligro	<i>(Hazard)</i> Es una condición química o física que tiene el potencial de causar daño a las personas, a la propiedad o al medio ambiente. Es una medida cualitativa del potencial de causar daño.
Riesgo	<i>(Risk)</i> Es una medida de la pérdida económica o la lesión humana en términos de la probabilidad del incidente y la

magnitud de la pérdida o lesión. Es una medida cuantitativa del daño real.

2.2. La identificación de Peligros

En toda instalación deberían establecerse técnicas para asegurar una revisión vigorosa y comprensiva del material manipulado, el equipo utilizado, y los procedimientos operacionales empleados. Los resultados de esta revisión deberían ser documentados y mantenidos para referencia futura y usados cuando algún cambio es hecho en el proceso u operación. Las técnicas típicas que pueden ser aplicables incluyen el uso de listas de verificación, análisis WHAT-IF, estudios de peligro y operatividad (HAZOP), análisis de árbol de fallas (FTA), o análisis de modos y efectos de fallas (FMEA).

Cada una de estas técnicas tiene distintas ventajas y desventajas. Ninguno de los métodos mencionados es universalmente aplicable o únicamente correcto. La selección de una técnica de identificación de peligros para cualquier proceso en particular depende en varios factores. Obviamente, la etapa de desarrollo del proceso es crítica. Diferentes metodologías podrían ser usadas durante las fases de diseño conceptual, construcción u operación de un proceso. Las metodologías de depurar y clasificar son las más apropiadas en las primeras etapas del desarrollo del proceso. Enfoques típicos incluyen análisis preliminares de peligro o el uso de listas de verificación o índices de peligro, tales como el índice Dow/Mond. Estos son enfoques estrictamente basados en la experiencia y ayudan a establecer niveles relativos de peligros potenciales para un proceso.

Métodos más exactos, tales como FMEA, análisis WHAT-IF, y HAZOP, permiten un enfoque más estructurado para la identificación de peligros a la vez que alientan la creatividad. Estas técnicas, las cuales son implementadas más apropiadamente en la última etapa de diseño, o durante la operación de un proceso, dependen en información y documentación más desarrolladas, tales

como diagramas de tuberías y de instrumentación (P&IDs). Con cada uno de estos enfoques es más probable descubrir eventos inusuales o inesperados que, aunque bajos en probabilidad de ocurrencia, tienen consecuencias potencialmente severas. Su uso requiere de habilidades considerables, y son consumidores de tiempo y dinero en su aplicación. Sin embargo, los resultados de aplicar estas técnicas indican prioridades que pueden asistir a la gerencia en la toma de decisiones.

Las técnicas matemáticas y probabilísticas, tales como árbol de falla y árbol de eventos, pueden ser herramientas muy efectivas, pero requieren aun más especialización y recursos. Estos métodos son particularmente buenos para revisar procesos complejos en los cuales existen interdependencias e interacciones de sistemas. Cuando existe una base de datos suficiente, estas técnicas pueden facilitar estimados cuantitativos de la frecuencia de ocurrencia para escenarios específicos de accidentes.

Lo importante es asegurar que los métodos apropiados de identificación de peligros sean aplicados a procesos nuevos, proyectos modificados y, de forma periódica, a procesos en operación. Más aún, la elección de metodologías debería seguir una evaluación de todos los factores relevantes, tales como la etapa de desarrollo, complejidad, ubicación del proyecto, cultura o hábitos locales, experiencia del personal de planta, especialización de los evaluadores, y las consecuencias de los peligros.

La Asociación de Fabricantes de Productos Químicos (CMA) y el Centro para la Seguridad de Procesos Químicos (CCPS) del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) han preparado guías extensas para la selección de técnicas apropiadas de identificación de peligros. El Banco Mundial también ha preparado un manual de ayuda para la ejecución de evaluaciones de peligros internacionalmente.

2.3. El Análisis de las Consecuencias

Las consecuencias de eventos no deseados, identificados mediante un procedimiento de evaluación de peligros, también deben ser determinadas. Con la excepción de los análisis aproximados de depuración, el análisis de consecuencias es específico del lugar y debe considerar el tipo de peligro involucrado, ubicación del sitio, densidad poblacional y los patrones de clima predominantes. Cuando las consecuencias de un evento no deseado son calculadas, los efectos de salud y efectos económicos deberían ser considerados. Para explosiones, el radio de la onda de presión debería ser calculado; para incendios, los valores del radio de la bola de fuego y la radiación térmica versus la distancia deberían ser determinados; para escapes tóxicos, la concentración de contaminantes aéreos y las concentraciones hidrológicas como función de la distancia deberían ser determinadas.

El análisis de consecuencias es una parte importante de un programa de administración de riesgos, puesto que riesgo es definido como el producto de la probabilidad de ocurrencia de un evento y sus consecuencias. La administración del riesgo asociado con un peligro identificado requiere la mayor comprensión posible de la probabilidad de ocurrencia y de las consecuencias proyectadas resultantes de un peligro particular. Cuando se incluyen la identificación y cuantificación de peligros, el análisis es referido como una evaluación de peligros en muchos programas de administración de riesgos. Una buena y exacta simulación o modelamiento de dispersión es muy difícil en una forma realista. La dispersión atmosférica no es fácilmente duplicada en un laboratorio, y es aún más difícil de reducir a términos analíticos. Los esfuerzos en esta dirección serán incrementados a medida que la magnitud de los costos de riesgos y mitigación sean mejor entendidos, sin embargo siempre existirán incertidumbres.

2.4. La Administración del Riesgo - Distribución y Espaciamento de Equipos

La idea básica es: distribuir y espaciar adecuadamente las áreas y los equipos dentro de una instalación es un medio pasivo para disminuir las probabilidades de ocurrencia de los peligros inherentes al proceso y reducir a niveles aceptables y manejables las consecuencias de algún evento no deseado, si éste hubiera de ocurrir. En suma:

La distribución y el espaciamento adecuados de las áreas y los equipos en una instalación de procesos químicos o de petróleo, minimiza el riesgo de ocurrencia de accidentes graves o desastrosos y contribuye de manera directa y efectiva a la seguridad inherente del proceso.

Existen diversos métodos y estándares para distribuir y espaciar equipos. Algunos de ellos son aceptados y usados comúnmente en las industrias de procesos químicos y de petróleo, y por las aseguradoras y los gobiernos. No obstante, algunas corporaciones desarrollan estándares propios que satisfacen sus políticas internas y las exigencias de las entidades reguladoras.

En la siguiente sección, se presenta una guía para el espaciamento y distribución de equipos desarrollada por una corporación petrolera con operaciones en Estados Unidos de Norteamérica. y otros países del mundo.

2.5. Guía para la Distribución y Espaciamento de Equipos en Instalaciones de Producción y Procesamiento de Petróleo y Gas

Alcance

Esta sección suministra asistencia para el espaciamento y distribución de equipos en instalaciones de producción y procesamiento de petróleo y gas costa adentro. Estas incluyen instalaciones centrales y satélites de producción, estaciones de

bombeo, patios de tanques y baterías de tanques, así como plantas de gas e instalaciones de compresión de gas y de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP).

Las guías y recomendaciones suministradas aquí están basadas en el conocimiento actual de la práctica industrial y deben ser consideradas un punto de inicio para un posterior desarrollo durante la fase del diseño integral. Durante esta fase, la ubicación, la distribución y el espaciamiento entre instalaciones deben acomodar los resultados del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), revisión de riesgos de procesos, estudio de dispersión de vapores, zonas de exclusión de radiación térmica y estudios de contaminación por ruido, así como la última data del lugar.

Los requerimientos generales de espacio y las tablas suministradas por esta Guía deben ser usados solamente para decisiones globales de espaciamiento. Las distancias finales de espaciamiento deben decidirse sobre la base de la evaluación adecuada de la operación, el mantenimiento, los peligros y el análisis de riesgos.

Propósito

La intención de la filosofía de diseño es el establecer el criterio para la ubicación adecuada de instalaciones y el correspondiente arreglo espacial de los equipos y edificios de manera de:

- Proveer una instalación que sea segura para los operadores y otro personal durante la construcción, puesta en servicio y operación.
- Proporcionar acceso irrestricto para los servicios de mantenimiento, inspección y emergencia, así como rutas de egreso para el personal.
- Eliminar o minimizar daño a la propiedad y pérdidas por interrupción del negocio en el evento de un incendio, explosión, escape tóxico u otro evento de emergencia.

- Eliminar o minimizar la exposición hacia/desde instalaciones adyacentes o terceras partes debido a eventos catastróficos previsibles.
- Proveer separación adecuada alrededor de unidades y equipos de proceso para la contención de riesgos.
- Prever la separación de fuentes de liberación de materiales inflamables y fuentes de ignición continuas.
- Proveer procedimientos adecuados de parada y equipos adecuados de parada.
- Prever un impacto ambiental mínimo.
- Minimizar los costos de capital y operativos, a la vez de satisfacer los requerimientos de seguridad y mantenimiento anteriormente indicados.

Ubicación

El propósito de escoger una ubicación deseable para una instalación es el de proporcionar una operación segura y económica, así como un ambiente socialmente aceptable para el personal que trabaja en la instalación o que vive en comunidades adyacentes.

Así, los posibles eventos catastróficos deberían ser previstos y los planes para su contención en la fuente de origen deben asegurar que incendios, explosiones y liberaciones accidentales de gases nocivos no se extiendan por todo el lugar y fuera de él, y que puedan ser rápidamente controlados.

Cuando se desarrolle una instalación nueva, debe ejercitarse gran cuidado para (a) balancear la distribución ideal con las características de los lugares disponibles y (b) planificar la distribución del lugar elegido de tal manera que todo el lugar de la operación y futuros desarrollos puedan ser llevados a cabo efectivamente.

En general, la ubicación de una instalación debe considerar:

Condiciones Ambientales

Cuando sea posible, evitar áreas ambientalmente sensitivas. Si esta condición no puede ser satisfecha, debe llevarse a cabo un estudio de Evaluación de Impacto Ambiental para confirmar la aceptabilidad del lugar.

Condiciones Geográficas

Deben evitarse locaciones dentro de un plano inundable y/o por debajo de la etapa de inundación de 100 años. Si estas condiciones existen, debe buscarse ayuda experta para la protección del lugar.

Condiciones Metereológicas

Los extremos climáticos (precipitación, radiación solar, tormentas eléctricas, temperaturas calientes/frías extremas, etc.) deben ser apropiadamente analizados y tomados en cuenta en la evaluación de la locación propuesta.

Exposiciones Externas

El potencial de exposiciones mutuas (debido a incendio, explosión y/o liberaciones dañinas) debe ser revisado sobre la base de caso por caso para asegurar que la instalación no represente una exposición indebida a propiedades adyacentes o que propiedades adyacentes no representen una exposición indebida para la instalación.

Cuando exista una exposición mutua significativa, el área de Ingeniería de Riesgos debe determinar el curso apropiado y los tipos de protección a ser provistos.

Expansión de la Instalación

Deberían tomarse previsiones para la expansión razonable de la instalación, particularmente si los esfuerzos de exploración aun no han sido completados.

Acceso

El acceso primario a todas las instalaciones debería ser a barlovento y cuesta arriba. Si el potencial de concentraciones de gases tóxicos en el perímetro del lugar puede alcanzar o exceder el nivel de “peligro inmediato para la vida y la salud” (IDLH por sus siglas en inglés), debería ubicarse un acceso secundario en dirección transversal al viento¹.

Mas aún, la disposición de las áreas, unidades y equipos debería permitir el acceso directo y sin obstrucciones desde/hacia la instalación y a través de las diferentes áreas de la instalación durante operaciones normales y emergencias. El acceso para vehículos pesados tales como equipo móvil, camiones y vehículos de emergencia debería ser previsto. Los caminos de doble sentido deberían permitir el paso seguro de dos vehículos. Los puntos ciegos en los caminos deben evitarse.

Vigilancia

Las instalaciones de vigilancia del lugar deberían mantener un ambiente seguro y estable para las actividades planeadas. En particular, deben satisfacerse tres condiciones:

- La propiedad de la compañía y la de los empleados debe ser protegida contra daño, pérdida o robo.
- El acceso no autorizado al lugar debe ser prevenido para cumplir la obligación legal de la compañía de proteger la propiedad y el público, e impedir los intrusos.
- Todas las personas presentes en el lugar deben ser anotadas por si ocurriese una emergencia.

Distribución

La distribución en planta debería alcanzar un balance entre los requerimientos de seguridad, económicos, la protección al público y al medio ambiente,

¹ Angulo de noventa grados desde la dirección de viento predominante.

construcción, mantenimiento, operación, espacio para futuras expansiones y necesidades de proceso.

Así, cuando se desarrolle una instalación nueva, se debe tener gran cuidado para balancear la distribución con las características de los lugares disponibles, y planificar la distribución del lugar escogido de tal manera que la totalidad del lugar de operación y los desarrollos futuros puedan ser llevados a cabo efectivamente.

Para una locación dada, los factores deben ser considerados en la evaluación de la distribución apropiada son los siguientes:

- Operaciones de alto peligro.
- Operaciones agrupadas.
- Operaciones críticas
- Concentración de equipos de alto valor.
- Contención de derrames / liberaciones accidentales de gases.
- Exposición a sobrepresiones explosivas.
- Exposición a radiación térmica.
- Drenaje y pendiente de terreno.
- Peligros naturales y clima.
- Expansiones futuras

Para el propósito de esta Guía, es necesario distinguir entre la distribución de las diversas *áreas* en un lugar, la disposición de recipientes de proceso, tuberías, etc. en una *unidad* y finalmente, las disposiciones detalladas de los *equipos de proceso*. De este modo, al término distribución de instalaciones se le ha dado un significado genérico que cubre todos los aspectos de distribución.

Areas

La distribución apropiada de un lugar debe considerar factores tales como el viento predominante, el nivel de terreno, la dispersión potencial de gases y vapores inflamables y tóxicos, así como la radiación térmica proveniente de incendios y mecheros. Cuando se trate de grandes lugares, el uso de áreas separadas también debe tenerse en consideración.

En estos casos, cada área debería estar constituida por unidades individuales o agrupamientos de unidades, incluyendo instalaciones de almacenamiento o estructuras con funciones comunes y/o riesgos y peligros equivalentes. Por tanto, un lugar puede ser dividido en una o más de las siguientes áreas:

Proceso – unidades de procesos y cuartos de control asociados, refugios para el personal, centros de control, estaciones de conmutadores, subestaciones de unidades y otros equipos y estructuras auxiliares involucrados en la operación o control de unidades de proceso.

Almacenamiento/Patio de Tanques – instalaciones de almacenamiento de petróleo y/o gas.

Carga/Descarga – instalaciones de carga/descarga y bombas y equipo asociados.

Quema/Venteo – Mechero(s) y un área estéril alrededor del mechero de no menos de 30m (98,4 pies) de diámetro. Esta área solo debería contener la(s) trampa(s) de condensados, las bombas asociadas y el equipo de respaldo del mechero.

Servicios – contra incendios, aire para instrumentación y servicios, generación de vapor, generación de fuerza y plantas de tratamiento de agua residual.

Administrativa/Apoyo – oficinas administrativas, laboratorios, talleres de mantenimiento, vestidores, almacenes y otros edificios de apoyo.

Viviendas – viviendas para el personal permanente.

La Figura 3.1 muestra un ejemplo de distribución de áreas. Este ejemplo presenta una disposición que sigue el criterio descrito en esta Guía.

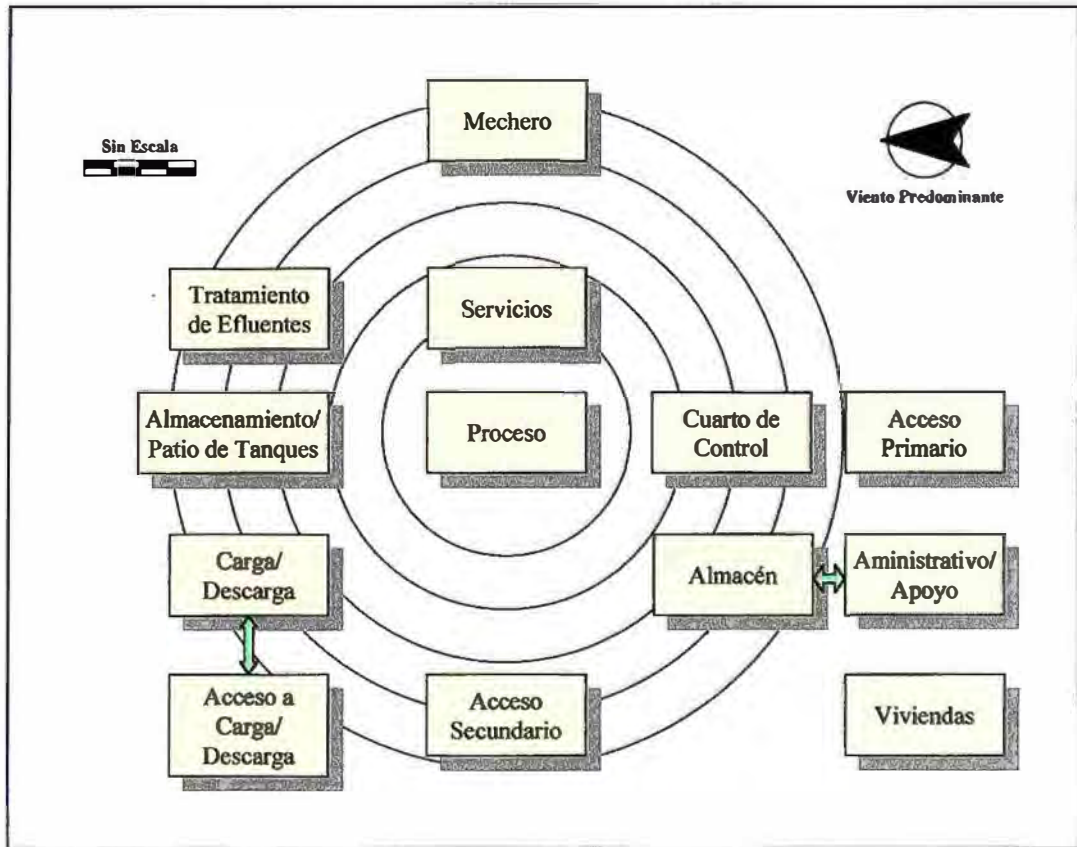


Figura 3.1. Ubicación y espaciamiento relativos para Distribución de Planta.

Adicionalmente, cuando se haga la distribución de la instalación, se debe disponer de un espacio mínimo entre áreas a fin de facilitar la operación normal de rutina, con la debida consideración por lo siguiente:

- Provisión de acceso para mantenimiento, arranque y paradas normales, así como para operaciones de emergencia. Debe darse especial consideración a las grúas y equipo pesado relacionado, necesario para la instalación inicial así como para futuras expansiones y mantenimientos.
- Facilidad para salida de emergencia desde cada área, y desde unidades o estructuras dentro de varias áreas.
- Asegurar que las facilidades de emergencia están:
 Protegidas contra daños por fuego.

Protegidas, tanto como sea razonablemente práctico, del daño consecuente ocasionado por fuego, explosión o eventos peligrosos probables.

Efectivamente posicionadas para proteger al personal y activos como se requiera.

Accesibles bajo condiciones de emergencia razonablemente previstas.

La Tabla A.1 en el Apéndice A provee una guía para distancias mínimas de separación entre áreas. En adición a las distancias indicadas en la Tabla A.1, las medidas para lograr una disposición adecuada y requerimientos de espacio deberían incluir las siguientes acciones:

- Cada área debería ser de forma rectangular a fin de facilitar el acceso y el combate de incendios desde dos lados opuestos. También deberían darse consideraciones para limitar la dimensión más larga mediante la inclusión de vías de acceso adicionales para combate de incendios.
- La distancia de separación mínima entre áreas grandes (p.e. proceso, servicios, generación de fuerza) debería ser de 50 m (164 pies). La distancia de separación debería ser tal que durante un incendio en un área adyacente, la intensidad de la radiación térmica sea suficientemente baja para dar una temperatura por debajo de la temperatura de ignición del contenido de los recipientes o por debajo de la temperatura de fatiga de los recipientes y/o acero estructural.
- Cuando sea práctico, las áreas de proceso, así como las áreas de servicios, de quema/venteo y otras áreas donde equipo de llama abierta pueda estar presente, deberían estar ubicadas en una elevación mayor que la de las áreas de almacenamiento/patio de tanques y de carga/descarga.
- Las fuentes de ignición no deberían estar ubicadas a sotavento de las áreas de almacenamiento/patio de tanques y de carga/descarga. Las áreas donde hay gran concentración de personal (áreas administrativa/apoyo y

viviendas) y/o las comunidades vecinas deberían ser consideradas en referencia a los vientos predominantes a fin de reducir las exposiciones potenciales.

- Deberían proveerse caminos principales entre áreas para facilitar su acceso desde al menos dos direcciones. El acceso ideal a la mayoría de áreas de proceso debería ser generalmente a barlovento y desde una mayor elevación. El acceso secundario debería ser preferiblemente desde una dirección transversal al viento. El ancho y margen de los caminos deben ser dimensionados para permitir movimiento de equipos grandes y vehículos de emergencia.
- Los edificios en el área Administrativa/Apoyo deberían estar separados en concordancia con los códigos de construcción locales aplicables. En donde no se haya adoptado un código de construcción, la separación entre edificios debería seguir la NFPA 80. El acceso al área Administrativa/Apoyo debería ser directamente desde la línea de propiedad y no debería requerir viajar a través de áreas de proceso o de almacenamiento.
- Cuando sea posible, las áreas de carga/descarga deberían estar ubicadas lejos de otras áreas del lugar con la única excepción de las áreas de almacenamiento, las cuales deberían ubicarse próximas a las áreas de carga/descarga para asistir en controlar estas operaciones correctamente.
- Las instalaciones de carga/descarga deberían agruparse en una sola área consolidada y ser provistas de un acceso directo desde la línea de propiedad a través de una entrada independiente. El acceso no debería requerir viajar a través de áreas de proceso, de almacenamiento o administrativa/apoyo.
- La ubicación de tanques de almacenamiento debería ser tal que la radiación de posibles incendios fuera del patio no cause daño a los tanques, y que incendios dentro del dique no causen daños a terceras partes.

- Las áreas de Quema/Venteo deberían ser ocupadas solamente por equipo y estructuras directamente relacionadas con las operaciones de quema y venteo. Los caminos principales no deberían atravesar un área de Quema/Venteo. Un camino secundario debería ser provisto para acceso de mantenimiento y de emergencia al área de Quema/Venteo y su equipo asociado.

Unidades

La distribución de una unidad es fundamentalmente gobernada por sus requerimientos de operación. Por tanto, las unidades son dispuestas de acuerdo con el flujo de proceso general y divididas en unidades más discretas cuyas dimensiones y agrupamiento de equipos están basados en:

- Proceso, operación y mantenimiento comunes.
- Riesgo razonable que puede ser aceptable en un solo incendio.
- Tamaño del sistema de venteo y quema.
- Acceso operacional y de emergencia.
- Capacidad disponible para aplicación de agua contra incendios.

Tomando esto en cuenta, el siguiente criterio operacional es deseable cuando se distribuya una unidad:

- Cuando las unidades sean operadas independientemente de otras unidades, el espacio entre equipo de unidades adyacentes debe ser al menos 30,5 m (100 pies). Si las unidades son interdependientes, la distancia de separación puede ser reducida a 15,3 m (50 pies).
- La distancia mínima desde el límite de la batería de unidades a un camino debería ser 15,3 m (50 pies). Esta distancia puede ser reducida si tal camino tiene acceso restringido o esta provisto de protección adecuada que minimice el riesgo a exposiciones.

- Las provisiones adecuadas para combate de incendios deberían limitar el tamaño de las unidades a 100 m (328 pies) por 200 m (656 pies), con acercamientos preferiblemente por todos los cuatro lados. Si esto no es posible, los accesos de combate contra incendios y emergencia a las unidades deberían ser provistos desde direcciones opuestas y no deberían depender de cruzar una unidad operativa adyacente.
- Los drenajes deberían ser dimensionados para transportar los flujos de agua contra incendios requeridos por regulaciones locales o la NFPA.
- Barreras contra incendios de al menos 6 m (19,7 pies) de ancho deberían ser también previstas aproximadamente cada 60 m (197 pies), sea por medio de vías de acceso o a través de consideraciones de distribución de equipo.
- El sistema contra incendios debería ser dispuesto de tal manera de asegurar que hidrantes y monitores estén espaciados de 45 a 60 m (148 a 197 pies) a lo largo del anillo principal y en el límite de la batería de unidades. Deben ser posicionados de tal manera que las corrientes de agua puedan alcanzar todo el equipo y estructuras expuestas sin necesidad de ingresar a la unidad.
- Las válvulas de aislamiento de proceso deberían estar instaladas en un lugar seguro y accesible, preferiblemente a nivel del piso y en el límite de la batería de unidades. Si tales válvulas van a ser instaladas por encima del nivel del piso, deberían ser provistas de plataformas fijas permanentes con acceso a través de escaleras. Adicionalmente, cuando las válvulas de aislamiento estén ubicadas en una tubería aérea, el acceso a las válvulas debería ser provisto desde dos direcciones diferentes. Las válvulas deberían aislar el bastidor de tuberías de la unidad y la unidad de proceso, de la vía principal de tuberías y otras unidades.
- Provisiones para duchas de emergencia y estaciones lava-ojos deberían ser hechas para todo equipo que maneje químicos corrosivos tales como Hidróxido de Sodio (NaOH), Acido Sulfúrico (H₂SO₄), Cloro (Cl₂), o Amoniaco (NH₃). Las estaciones lava-ojos y las duchas de emergencia

deberían estar ubicadas dentro de 7,5 m (24,6 pies) desde dicho equipo. El acceso a las estaciones debería hacerse sin obstrucciones desde cualquier punto del área de peligro.

- Deberían proveerse rutas libres para los operadores, evitando puntos ciegos, esquinas rectas, cunetas y otro cambio de nivel peligroso. Los espacios de operación y trabajo deberían tener para escape dos rutas de acceso separadas no-intersectadas. Las vías generales de acceso deberían tener las siguientes dimensiones:
 - 0,9 m (3 pies) de ancho para permitir el paso de una sola persona.
 - 1,2 m (4 pies) de ancho para dos personas.
 - 2,1 m (6,9 pies) para hasta cuatro personas.
 - Mayores a 2,1 m (6,9 pies) para camiones o un número grande de gente.
- Las dos rutas de escape deberían ser alternativas verdaderas, y para permitir el escape seguro ningún lugar de trabajo debería estar lejos de una salida. La distancia apropiada tiene que ser juzgada para cada caso de acuerdo a la altura y grado de riesgo de la facilidad y está a menudo en el rango 12 – 45 m (39,4 – 147,6 pies). La longitud de un camino sin salida no debería exceder 8 m (26,3 pies). Las rutas de escape a través de áreas sobre parrillas deberían ser de piso sólido. No deberían usarse parrillas como piso sobre áreas de alto riesgo de incendio.
- Cuando ítems de planta requieran soporte a niveles elevados² para satisfacer la distribución de planta, deben proveerse plataformas para su operación y mantenimiento. El número de pisos intermedios debería mantenerse en un mínimo. Los pisos están generalmente a no menos de 3 m (9,8 pies) aparte. La altura libre³ mínima bajo tuberías, cables, etc. no debería ser menor que 2,25 m (7,4 pies). Esta puede ser reducida a 2,1 m (6,9 pies) verticalmente sobre escaleras.

² Definido como 3,5 m (11,5 pies) por encima del nivel del piso para recipientes, 2,1 m (7 pies) por encima del nivel del suelo para válvulas, puntos de muestreo, visores, instrumentos o 2,1 m (7 pies) para otra plataforma.

³ Por encima de las cabezas del personal.

- Para accesos verticales principales, las escaleras de baranda son preferibles a las escaleras verticales, las cuales son usadas para rutas de escape de emergencia en equipo exterior (pero no en edificios) y para posiciones aisladas donde se requiere atención esporádicamente. Las escaleras de escape deberían ser de tramos directos, y estar preferiblemente en los exteriores de las estructuras y en los lados de menor riesgo. Escaleras verticales fijas pueden ser utilizadas desde estructuras para diez personas o menos.
- Las rutas de escape deberían estar adecuadamente iluminadas y su ruta marcada para uso en humo o iluminación pobre. Deberían ser al menos 0,9 m (3 pies) de ancho, preferiblemente 1,2 m (4 pies), para permitir una razón de paso de 40 personas por minuto en el horizontal y 20 personas por minuto bajando escaleras.
- Las vías principales de tuberías deberían estar ubicadas fuera de los límites de la batería de unidades.
- Donde grandes cantidades de vapores inflamables puedan ser liberadas y una explosión de nube de vapor pueda ser anticipada, un detallado análisis y evaluación de riesgo debería ser requerido. El mínimo espacio requerido entre unidades estaría basado en el siguiente criterio:

El equipo crítico de unidades adyacentes no debería estar ubicado dentro del círculo de sobrepresión de 21 kPa (3 psi).

Equipo y estructuras de unidades de proceso adyacentes dentro del círculo de sobrepresión de 6,9 kPa (1 psi) deberían estar diseñados para soportar la sobrepresión de nube de vapor dada.

- La instalación debe ser hecha segura para mantenimiento mediante medidas tales como:

Válvulas⁴ adecuadas para aislamiento de equipos.

Venteos/drenajes hacia puntos de colección adecuados.

Instalaciones de lavado adecuadas que usen agua o solventes de acuerdo a la solubilidad.

Purga adecuada con aire o nitrógeno.

- Deberían proveerse espacios para descarga y almacenamiento adyacentes a toda unidad de proceso según se requiera para el retiro y reemplazo de equipo durante periodos de mantenimiento. Cuando sea apropiado, el espacio de separación entre unidades de proceso puede ser usado para este propósito. Estas áreas deberían ser accesibles desde un camino primario.
- Dentro del perímetro de las unidades de proceso, vías de acceso no menores a 6 m (19,7 pies) de ancho deberían ser provistas para combate contra incendios y mantenimiento. Un espacio libre de 6 m (19,7 pies) de ancho debajo de un bastidor de tuberías aéreo es aceptable.

Equipo de Proceso

El equipo de proceso dentro de una unidad puede ser distribuido siguiendo dos métodos generales o combinación de ellos:

- Distribución agrupada, donde equipo similar es agrupado junto para facilitar la operación, mantenimiento y control, o
- Flujo de proceso, donde el equipo es arreglado en una secuencia similar al diagrama de flujo del proceso.

Aunque la accesibilidad para mantenimiento y operación es factor clave en los requerimientos de distribución y espaciamento de equipo de proceso, en algunos casos esta podría ser reemplazada por requerimientos más exigentes de espaciamento para combate de incendios. Así, consideración especial debe ser dada a la protección contra incendio puesto que la ubicación relativa del equipo

⁴ Tipo, cantidad, ubicación.

dependerá también en su liberación probable de materiales inflamables, retención de líquidos inflamables, o fuentes de ignición potenciales.

Por tanto, el apropiado espaciamiento inter-equipos debería tomar en cuenta los siguientes principios básicos:

- Equipo que necesite frecuente revisión general, mantenimiento o limpieza debería ser ubicado preferiblemente en los límites de la batería de unidades. Los recipientes o equipos grandes también deberían ser ubicados cerca de los límites de la batería para permitir el fácil acceso de equipo de izaje móvil.
- Equipo o estructuras comunes a plantas y unidades de proceso múltiples, tales como compresores y turbinas grandes, cuartos de control central y calentadores a fuego, deberían ser apropiadamente ubicados para prevenir que un solo evento afecte toda la operación.
- Provisión de suficiente margen alrededor de ítems críticos y mecánicamente peligrosos o a alta temperatura, para asegurar la seguridad del personal operativo y de mantenimiento.
- Bombas y compresores conteniendo materiales inflamables no deberían ser agrupados en una sola área o ser ubicados bajo bastidores de tuberías, intercambiadores de calor enfriados por aire o recipientes. La bomba y su eje deberían ser orientados perpendicularmente a los bastidores de tuberías u otro equipo para minimizar la exposición al fuego en caso de una falla del sello de la bomba.
- Se define como bombas de alto riesgo:

Bombas conteniendo material inflamable y combustible y operando a temperaturas por encima a 260°C (500°F) o por encima de la temperatura de autoignición (TAI).

Bombas conteniendo material inflamable y combustible operando a presiones por encima de 3 450 kPa (500 psi).

Bombas conteniendo material inflamable o material combustible operando a temperaturas por encima de su punto de inflamación.

- Bombas de riesgo intermedio son definidas como aquellas conteniendo materiales combustibles por debajo de sus puntos de inflamación.
- Los calentadores a fuego y los hornos deberían ser separados de la unidad o al menos ubicados en una esquina de la unidad. Este equipo debe ser colocado en ubicaciones a barlovento para prevenir la ignición de liberaciones de gas inflamable. La distancia de separación debería ser al menos 15,3 m (50 pies) del equipo conteniendo material inflamable así como de venteos que podrían liberar vapores inflamables.
- El almacenamiento de material inflamable debería ser minimizado dentro de los límites de la batería de unidades. Tanques, acumuladores o recipientes similares con inventarios de líquidos inflamables deberían ser instalados a nivel, si es posible.
- El bastidor de tuberías de la unidad debería ir preferiblemente a través del centro de la unidad y los recipientes grandes deberían estar ubicados hacia afuera del bastidor de tuberías.
- En áreas de almacenamiento/patio de tanques, los tanques deberían ser espaciados de tal manera que la intensidad de la radiación térmica de un tanque en llamas sea suficientemente baja para dar una temperatura por debajo de la temperatura de ignición de los contenidos, o por debajo de la temperatura de falla por fatiga de los tanques adyacentes.

Consultar la Tabla A.2 en el Apéndice A para los requerimientos de espaciamiento mínimo para equipo de proceso.

Requerimientos adicionales son discutidos en los siguientes párrafos:

Enfriadores por Aire

Los enfriadores por aire deberían ser ubicados de tal manera de permitir la flexibilidad en la interconexión de tuberías y el acceso de equipo de izaje móvil. Los recipientes, bombas y/o intercambiadores conteniendo hidrocarburos no

deberían ser ubicados debajo de enfriadores por aire. Ningún equipo debería ser ubicado directamente por encima de enfriadores de flujo de aire vertical.

Deberían proveerse interruptores de parada de emergencia de ventiladores y ubicarlos al menos a 7,6 m (25 pies) del perímetro del enfriador de flujo de aire asociado, o del banco de enfriadores al que el enfriador de flujo de aire vertical pertenece.

Torres de Enfriamiento

Las torres de enfriamiento deberían ser ubicadas a 30,5 m (100 pies) de equipos de proceso y, preferiblemente, a sotavento de equipos de proceso adyacentes, subestaciones y vías principales de tuberías a fin de minimizar cualquier molestia debida a agua esparcida en el ambiente, evaporación, corrosión, problemas de visibilidad en caminos y estructuras adyacentes, ventisca y formación de hielo.

Facilidades para Tratamiento de Efluentes

Este tipo de facilidades debería ser ubicado lejos y a sotavento de las fuentes de ignición, con una distancia de separación mínima de 45,7 m (150 pies) desde los límites de la batería de las áreas de producción/proceso y almacenamiento. Estas facilidades deberían ser ubicadas de tal manera de maximizar el flujo por gravedad.

Equipo Conteniendo Materiales No Peligrosos.

No hay requerimientos mínimos de espacio para la mayoría de equipos conteniendo materiales no peligrosos. Sin embargo, consideraciones referentes a la accesibilidad, criticidad del equipo así como su costo relativo, tiempo de reemplazo e importancia para la operación deberían ser analizados y el equipo distribuido concordantemente.

Calentadores a Fuego

- Los calentadores a fuego son considerados una fuente continua de ignición y como tal, requieren una distancia de separación de 15,3 m (50 pies) de

cualquier otro equipo conteniendo hidrocarburos. Cuando recipientes adyacentes requieren ingreso para mantenimiento mientras el calentador a fuego permanece en operación, la distancia de separación debería incrementarse a un mínimo de 22,9 m (75 pies).

- La ubicación preferida para los calentadores a fuego es en la periferia de la unidad e inmediatamente adyacentes a un camino primario. La ubicación a barlovento y colina-arriba es también preferida en aquellas unidades donde existe un potencial de gran liberación de vapor inflamable. Donde esto no sea viable, espaciamiento adicional u otras salvaguardas deberían ser provistas basadas en una revisión por Ingeniería de Riesgos.
- Provisión debería ser hecha para el acceso adecuado para combate de incendios desde todos los lados y para equipo de izaje móvil desde al menos un lado.
- El espaciamiento entre calentadores a fuego debería ser como mínimo de 7,6 m (25 pies) si pueden ser apagados individualmente para mantenimiento. No hay requerimiento de espaciamiento mínimo para calentadores que deben ser apagados simultáneamente, con la excepción de aquel requerido para mantenimiento y combate de incendios.
- Los calentadores a fuego no deben ser ubicados dentro de 7,6 m (25 pies) de un sumidero o drenaje.
- Los calentadores a fuego deberían ser provistos con chimeneas que se extiendan al menos 3,1 m (10 pies) más arriba que cualquier otro equipo dentro de un radio horizontal de 61 m (200 pies).

Compresores/Expansores de Gas

- Los compresores de gas deberían ser instalados a sotavento de calentadores a fuego y pueden ser agrupados juntos para propósitos de mantenimiento y operación. El equipo asociado tal como intercoolers, acumuladores de intercooler, y trampas de condensados puede ser ubicado en el área del compresor, pero a una distancia que no restrinja el acceso para combate de incendios y mantenimiento. Acceso para combate de

incendios debería ser provisto desde al menos dos lados. La distribución general de compresores requiere que sean orientados de manera que:

El eje longitudinal de los cilindros recíprocos no debería estar alineado hacia los cuartos de control.

El plano en el cual las partes centrífugas (rotores, turbinas, etc.) rotan no debería estar en línea con los cuartos de control.

- Las consolas de aceite lubricante deberían estar ubicadas tan cerca al compresor(es) como sea posible, pero no debajo del compresor(es). Las consolas también deberían ser provistas de acceso para operador en todos los lados de la plataforma del equipo, con suficiente espacio para remoción de tubos del enfriador de aceite, válvulas de control, bombas y filtros.
- Los compresores de gas por encima de 150 kW (200 HP) y los expansores deberían ser separados de otros equipos tal como se especifica en la Tabla A.2. Los compresores de gas a vapor o a motor por debajo de 250 kW (200 HP) pueden ser tratados de la misma forma que bombas de alto riesgo en referencia a espaciamiento.

Intercambiadores de Calor

- Los intercambiadores de calor de tubo y coraza deberían ser orientados y ubicados de tal manera que sus haces de tubos no sobresalgan hacia una ruta de escape o camino primario cuando se les retire para inspección y mantenimiento. Para acceso de mantenimiento, el espaciamiento debería ser suficiente para permitir el bloqueo y la remoción del haz de tubos de manera segura, así como el reemplazo de empaquetaduras de bridas.
- El espaciamiento horizontal mínimo de coraza a coraza entre intercambiadores debería ser 0,9 m (3 pies) o $\frac{1}{2}$ veces el diámetro de la brida del intercambiador más grande más 0,5 m (1.5 pies.), el que sea más grande.
- Los intercambiadores de calor deberían ser preferiblemente dispuestos en una sola hilera. Donde el apilamiento sea requerido, los intercambiadores

deberían ser apilados a no más de 3 intercambiadores de alto o a no más de 3,7 (12 pies) por encima del suelo o plataforma de operación. Los intercambiadores también deberían permitir márgenes adecuados para bloqueo individual, aislamiento y prueba de intercambiadores apilados sin perturbar la estructura de soporte del intercambiador.

- Equipos no deberían ser ubicados encima de intercambiadores de calor que contengan líquidos inflamables o combustibles por encima de 260°C (500 °F).

Tuberías

- Las tuberías deberían ser ubicadas por encima del suelo siendo minimizadas las longitudes de tuberías conteniendo corrosivos/tóxicos. Las tuberías transportando corrosivos/tóxicos no deberían, en lo posible, ser tendidas sobre caminos principales.
- Las tuberías deberían ser consolidadas en bastidores y tendidas a través de la unidad de tal manera de ofrecer mínima obstrucción a las operaciones de mantenimiento y de combate de incendios. Solo la tubería terminando y/o empezando dentro de una unidad debería ser ubicada en un bastidor unitario. Las tuberías al interior de la unidad no deberían correr sobre vías principales de tuberías. Las tuberías no relacionadas con la unidad no deberían pasar a través de la misma vía el bastidor de tuberías de la unidad.
- Si bastidores laterales (bastidores que interconectan dos bastidores paralelos) cruzan un camino primario, los bastidores deberían ser dispuestos de manera que los bastidores laterales estén separados al menos 24,4 m (80 pies) a fin proporcionar espacio para elevar y bajar plumas de grúas. Los bastidores también deberían ser dispuestos de tal manera que no haya obstrucciones en el área por debajo para proveer acceso para combate de incendios y otros accesos requeridos.

Compresores para Aire de Planta y Aire para Instrumentación

Los compresores para aire de planta y aire para instrumentación en servicio vital deberían estar separados al menos 30,5 m (100 pies) de hervidores a fuego y generadores. Los compresores de aire para instrumentación pueden ser ubicados en cuartos de control si están provistos con una fuente de aire adecuada y segura.

Bombas

- Las bombas de transferencia unidad-afuera deberían ser ubicadas fuera de los diques de los tanques. Las bombas de transferencia deberían estar separadas de bombas no asociadas al menos 3,1 m (10 pies); de subestaciones unitarias por un mínimo de 15,3 m (50 pies) y 61 m (200 pies) de subestaciones principales.
- Debido a su gran capacidad, un derrame e incendio subsiguiente pueden comprometer vías principales de tuberías adyacentes; por tanto se recomienda una separación de 9,1 m (30 pies) de las vías principales de tuberías. El espaciamiento entre bombas y bastidores de tuberías de la unidad que no han sido protegidos contra fuego, debería ser al menos 9,1 m (30 pies).
- Cuando una bomba y su alterna son expuestas a un riesgo común de incendio, puede ser justificable el incrementar la distancia de separación debido a su criticidad para el proceso, o a su largo tiempo de reemplazo.

Torres y Recipientes

- Las torres y los recipientes deberían ser inmediatamente accesibles para mantenimiento desde un camino secundario como mínimo.
- El equipo relacionado, como bombas, rehervidores, tambores y condensadores pueden ser ubicados tan cerca como sea posible, sin embargo, se debe mantener el acceso para combate de incendios y mantenimiento.
- Las trampas para condensados de los mecheros/venteos de la unidad deberían ser ubicadas en un área separada de la unidad para evitar su

implicación en un evento de incendio de la unidad. Estas trampas deberían ser ubicadas a un mínimo de 7,6 m (25 pies) de otros equipos y a 15,3 m (50 pies) de calentadores a fuego desprotegidos.

Tanques dentro de la Unidad

- Los tanques de almacenamiento atmosférico dentro de los límites de la unidad de proceso deberían ser limitados a un tamaño máximo de 79,5 m³ (500 bbl) de capacidad cuando contengan líquidos inflamables o combustibles calentados por encima de su punto de inflamación. Los tanques que almacenan material combustible por debajo de su punto de inflamación deberían tener una capacidad máxima de 795 m³ (5 000 bbl).
- Los tanques de almacenamiento deberían estar espaciados de tal manera que una separación mínima de 9,1 m (30 pies) sea prevista entre los diques perimétricos y los equipos de la unidad de proceso.
- Los tanques de almacenamiento atmosférico conteniendo líquidos combustibles por debajo de su punto de inflamación deberían ser considerados como recipientes de proceso, en referencia al espaciamiento cuando se mida entre el dique perimétrico y los equipos de la unidad de proceso.

Tanques fuera de la Unidad

Generalmente, las siguientes recomendaciones de distribución deberían ser consideradas:

- Los tanques de almacenamiento deberían ser ubicados a una elevación menor que otras áreas a fin de prevenir que líquidos o gases fluyan hacia equipos o edificios y los expongan. Los tanques deberían ser ubicados a sotavento de otras áreas.
- Los tanques de almacenamiento atmosférico y los recipientes a presión deberían ser dispuestos en filas de no más de uno o dos y deberían estar adyacentes a un camino primario o secundario y dar adecuada accesibilidad para combate de incendios.

- Las tuberías involucradas en fuegos a nivel del suelo usualmente fallan dentro de 10 a 15 minutos de exposición inicial. Por tanto, las tuberías, válvulas, múltiples, y tuberías de transferencia deberían ser instaladas fuera de los diques o áreas de confinamiento.
- Los tanques deberían ser encerrados apropiadamente en diques o ser provistos con drenajes hacia una área de confinamiento remota.
- Donde tanques grandes estén presentes, las distancias mínimas deberían ser incrementadas enormemente y un espaciamiento de 152,4 – 304,8 m (500 – 1 000 pies) podría ser recomendado. La Tabla A.1 provee el espaciamiento mínimo entre patios de tanques y otras unidades.
- Los tanques deberían ser espaciados de tal manera que la intensidad de la radiación térmica desde un incendio expuesto es suficientemente baja para prevenir que se encienda el contenido de los tanques adyacentes.
- Las bombas al servicio de tanques atmosféricos, presurizados o refrigerados deberían ser ubicadas fuera de las áreas de diques de tanques, pozas de retención y rutas de drenajes, y separados de sus tanques asociados por un mínimo de 15,3 m (50 pies). Preferiblemente, deberían ser agrupadas juntas y ser accesibles desde un camino primario.
- Las tuberías deberían estar por encima del suelo y agrupadas juntas en bastidores o vías de durmientes comunes. Estos bastidores y vías de durmientes deberían ser ubicados fuera de áreas de diques de tanques, pozas de retención y rutas de drenajes, y canales y zanjas de drenaje superficiales. También deberían ser ubicadas a lo largo de caminos primarios o secundarios para propósitos de mantenimiento.
- Las tuberías para un tanque o grupo de tanques no deberían pasar a través de un dique de otro tanque o grupo de tanques.

La Tabla A.3 en el Apéndice A proporciona recomendaciones generales para espaciamiento de tanques de almacenamiento en superficie, el espaciamiento es dado como una distancia de separación entre paredes de tanque y es una función del diámetro del tanque más grande.

Almacenamiento Atmosférico

El uso de tanques de techo flotante o de techo interno flotante⁵ para el almacenamiento de petróleo crudo y líquidos inflamables (Clase I) ha sido práctica común en la industria. Sin embargo, las siguientes restricciones deberían aplicarse:

- Tanques de techo flotante en exceso de 47 692,2 m³ (300 000 bbl.) deberían ser dispuestos en una sola fila. Si son necesarias múltiples filas, los tanques deberían ser espaciados más allá de un diámetro aparte.
- Para tanques que excedan 45,7 m (150 pies) en diámetro, cálculos de radiación térmica deberían ser realizados para averiguar si un envolvimiento total de un incendio en el dique podría afectar adversamente equipo en la unidad de proceso.
- Los tanques de techo cónico son principalmente usados para el almacenamiento de combustibles líquidos (Clase II y III), pero nuevamente las siguientes limitaciones deberían ser seguidas:
 - Tanques de techo cónico en exceso de 47 696,2 m³ (300 000 bbl) no son recomendados.
 - Líquidos con características de boilover no deberían ser almacenados en tanques de techo cónico mayores a 45,7 m (150 pies) en diámetro, a menos que se provea de un sistema de inertización.
 - El almacenamiento de líquidos inflamables (Clase I) debería ser evitado en tanques de techo cónico mayores a 45,7 (150 pies). Sin embargo, si un colchón de gas inerte es provisto, entonces tanques con menos de 23 848,1 m³ (150 000 bbl.) de capacidad podrían ser utilizados para almacenamiento de líquidos inflamables.
 - Un incremento de espacio será requerido.
 - Los tanques de techo cónico almacenando líquidos Clase IIIB con un punto de inflamación por encima de 93°C (200°F), operando a

⁵ Los tanques de techo interno flotantes deben ser considerados como tanques de techo flotante cuando techos de pontones sean provistos. Cuando plástico, aluminio o un plato de acero sean usados en la construcción del flotador interno, el tanque debería ser clasificado como techo de tanque cónico para propósito de espaciamento.

temperatura ambiente, deberían ser espaciados como “tanques de techo flotante y cónico menores a 477 m³ (3 000 bbl.)”

- Tanques de techo cónico en exceso de 1 589,9 m³ (10 000 bbl.) conteniendo líquidos combustibles almacenados a temperaturas superiores a 93°C (200°F) requerirán una separación más grande.

Almacenamiento a Presión

- Esferas y esferoides

El espaciamiento entre grupos de recipientes debería ser al menos 30,5 m (100 pies) o el diámetro del tanque más grande. Un grupo de tanques debería ser limitado a un máximo de seis recipientes. El espaciamiento mínimo es dado en la Tabla A.3 del Apéndice A.

Un mínimo de 76,2 m (250 pies) debería separar este tipo de almacenamiento y la línea de propiedad, edificios ocupados o cualquier fuente continua de ignición. Una excepción debe ser hecha para los mecheros, los que deberían ser ubicados a una separación mínima de 91,4 m (300 pies).

- Recipientes tipo cilindro o bala

Los recipientes horizontales de almacenamiento a presión deberían ser limitados a no más de seis recipientes o 1 135,6 m³ (7 142,9 bbl) de capacidad combinada en cualquier grupo. El espaciamiento entre grupos debería ser al menos 30,5 m (100 pies) o el diámetro del tanque más grande. Los recipientes deberían ser alineados de manera que sus extremos no apunten hacia áreas de proceso, otras áreas de almacenamiento, o edificios ocupados que están ubicados a menos de 457,2 m (1 500 pies).

Almacenamiento Refrigerado

- El espacio entre grupos de recipientes debería ser al menos 30,5 m (100 pies) o el diámetro del tanque más grande. Un grupo de tanques debería ser limitado a un máximo de seis recipientes. Espaciamiento más grande

debería ser requerido si aislamiento combustible expuesto es usado en los tanques.

- Los tanques refrigerados deberían estar a un mínimo de 76,2 m (250 pies) de equipos de proceso.

Instalaciones de Servicio

- Los equipos dentro del área de servicio, cuartos de control, bombas de alimentación de agua, deaeradores y así sucesivamente, pueden ser espaciados en concordancia con buen juicio de ingeniería.
- Una distancia mínima de 45,7 m (150 pies) debería separar equipos grandes de generación de vapor tales como hervidores, de posibles fuentes de explosión que puedan interrumpir el suministro de vapor a unidades de producción. Los generadores de vapor por calor residual que son parte de una unidad de producción deberían ser espaciados en concordancia con los requerimientos para calentadores a fuego.
- Los tanques diarios de combustible, bombas de combustible e intercambiadores de calor deberían ser espaciados 9,1 m (30 pies) de otros equipos de servicio.

Instalaciones de Carga y Descarga

- Los bastidores de carga/descarga de GLP ubicados dentro de un área de carga/descarga de camiones deberían ser separados de los bastidores de carga/descarga de líquidos inflamables/combustibles por un mínimo de 30,5 m (100 pies).
- Los bastidores de carga/descarga de GLP ubicados dentro de un área de carga/descarga de vagones de tren deberían ser separados de los bastidores de carga/descarga de líquidos inflamables/combustibles por un mínimo de 30,5 m (100 pies).
- Los bastidores de camiones deberían ser provistos con suficiente espacio para llenado, estacionamiento y maniobra. Debería proveerse una disposición que permita el paso continuo de vehículos.

- Las vías de tren deberían incluir vías secundarias adecuadas para estacionamiento, llenado y cambio de vía.
- Los vagones de tren deberían ser dispuestos de tal manera que el movimiento de los vagones no obstruya caminos primarios. Si tal disposición no es posible, un camino primario alternativo debería estar disponible para permitir al tráfico de emergencia circundar el camino obstruido. El camino primario alternativo debería estar disponible para permitir al tráfico de emergencia circundar el camino obstruido de una manera tan directa como sea posible (i.e. el uso del camino alternativo no debería tener un impacto significativo en el tiempo de respuesta de los vehículos de emergencia).
- Las vías de tren secundarias pueden pasar a través de numerosas partes de la instalación. Al hacerlo, deberían ser dispuestas en concordancia con las restricciones para áreas de carga/descarga.
- Las vías de tren principales deberían estar separadas al menos 61 m (200 pies) de equipos de producción y de almacenamiento de líquidos presurizados, refrigerados e inflamables, y las vías secundarias separadas al menos 15,2 m (50 pies) de equipos de producción.

Muelles y Embarcaderos de Petróleo

Los muelles y embarcaderos de petróleo deberían estar separados de unidades de producción por un mínimo de 61 m (200 pies) a fin de proteger los equipos de la planta, de incendios en el puerto.

3. ESPACIAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS DE UNA PLANTA DE SEPARACIÓN PETROLEO-GAS EN UNA LOCACION DE PERFORACIÓN EN LA SELVA PERUANA

3.1. Descripción del Problema

El Lote 1AB, ubicado en la Selva Nor-Occidental del Perú, en el departamento de Loreto, ha sido explotado desde inicios de la década de los 70. Posee 9 yacimientos productores de petróleo crudo, de los cuales 3 son de crudo liviano (30° API o más), tres son de crudo mediano (de 18° a 30° API), dos son de crudo pesado (17° API o menos) y uno (crudo pesado) está cerrado temporalmente. El petróleo pesado es el más abundante y para producirlo se necesita mezclarlo con petróleo liviano a fin de poder bombearlo a través de tuberías. Como referencia, cada barril de petróleo liviano permite producir un barril adicional de petróleo pesado y obtener así dos barriles de petróleo mediano. En su mejor momento, el Lote 1AB produjo más de 100 000 barriles al día de petróleo liviano.

Sin embargo, con el paso de los años, la producción de petróleo liviano ha declinado enormemente, lo que trae como consecuencia que a la fecha el Lote 1AB produzca un total de alrededor de 32 400 barriles de petróleo mediano al día (19° API), lo que en volumen representa el 38% de la producción nacional de petróleo crudo. Entonces, encontrar petróleo liviano es un factor crítico para la vida económica del Lote 1AB.

En mayo del 2002, la perforación exitosa de un pozo exploratorio de crudo liviano (aproximadamente 2 000 barriles por día, 40°API) en el Lote 1AB hizo prioritaria la perforación de pozos dirigidos adicionales hacia el mismo reservorio a fin de incrementar la producción total del Lote.

La perforación de un segundo pozo (dirigido) desde la misma locación se llevó a cabo sin contratiempos. Luego de las pruebas iniciales de pozo, se decidió la

perforación inmediata de un tercer pozo (también dirigido) desde la misma locación. Sin embargo, la producción del segundo pozo se tornó problemática debido a la alta relación gas/petróleo del fluido proveniente del pozo. El gas se separaba del petróleo a lo largo de los 13 km de tubería que existían entre la locación y la batería de producción, desestabilizando su bombeo. Adicionalmente, la batería de producción, modificada en la década del 90 para manejar eficientemente crudos con bajo contenido de gas y alto contenido de agua, no contaba con separadores líquido-gas apropiados.

Para solucionar el problema, el departamento de Operaciones decidió instalar una planta de separación petróleo-gas en la locación de perforación, a fin de separar el gas a la salida del fluido desde el pozo, y bombear solamente el petróleo hacia la batería de producción. El gas sería quemado en la locación.

La gerencia del Lote solicitó al departamento de Asuntos Ambientales, Higiene Ocupacional y Seguridad Industrial que efectúe las recomendaciones de espaciamiento y distribución en la locación para los equipos a instalar.

3.2. Equipos a Instalar

- Un separador petróleo-gas para pruebas de pozo. La presión normal de trabajo es 20 psi.
- Tres tanques atmosféricos de 79,5 m³ (500 bbl) y 9,1 m (30 pies) de diámetro cada uno.
- Una electrobomba de transferencia para crudo con capacidad para bombear hasta 476,9 m³/día (3 000 bbl/día) a 13,7 bar (200 psi).
- Dos mecheros de 12 m de altura cada uno.
- Un compresor de aire a 8,3 bar (120 psi) para la instrumentación del separador.
- Tuberías de interconexión.

La energía eléctrica para la operación del compresor de aire y la electrobomba sería suministrada por el generador del pozo.

3.3. Legislación Peruana Aplicable

En la actualidad, el sector hidrocarburos carece de normas específicas referentes a la disposición de equipos en planta. No obstante, algunas regulaciones establecen distancias de seguridad mínimas para la instalación de algunos equipos individuales, como son mecheros y tanques, las mismas que se puntualizan a continuación:

- Reglamento de Medio Ambiente para las Actividades de Hidrocarburos, DS-046-93-EM.

Artículo 30°, Inciso a), “La ubicación de perforación tendrá un área no mayor de 2 hectáreas para el primer pozo y 0,5 hectáreas por cada pozo direccional adicional a perforarse desde la misma ubicación.”

- Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, DS-052-93-EM.

Artículo 26, Inciso b), “En instalaciones de producción ubicadas en lugares remotos, los tanques para petróleo con capacidades individuales no mayores a 475 metros cúbicos, podrán espaciarse 0,9 metros como mínimo”.

- Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, DS-055-93-EM.

Artículo 219, “Toda batería de Producción debe tener un quemador⁶ de gas con las siguientes características básicas:

(a) Estar ubicado a no menos de 50 metros de distancia de cualquier instalación en tierra y de 15 metros de instalaciones en plataformas marítimas o lacustres.”

⁶ Mechero

3.4. Políticas y Procedimientos Aplicables

Al presentarse la necesidad de instalar la planta de separación petróleo-gas, la empresa no contaba con estándares (políticas, procedimientos o guías) de Administración o Ingeniería de Riesgos, locales o corporativos, que permitieran distribuir los equipos de la planta.

3.5. Espaciamiento Recomendado entre Equipos

Para determinar el espaciamiento entre equipos se utilizarán las indicaciones de la guía de la Sección 2.5 y las tablas correspondientes del Apéndice A, puesto que las distancias recomendadas son más exigentes que las de la regulación peruana descrita en la Sección 3.3. y debido a que el operador actual del Lote 1AB no cuenta con estándares que deban ser considerados en la solución.

De acuerdo a las guías de la Sección 2.5, primero es necesario establecer las áreas que operarán en la locación:

- Producción - el castillo de perforación y sus instalaciones conexas (planta de tratamiento de aguas residuales, poza de lodos, bomba de lodos, etc.).
- Proceso – el separador petróleo-gas.
- Almacenamiento – los tres tanques de 79,5 m³ (500 bbl) cada uno y la bomba de transferencia
- Quema – los dos mecheros de 12 m cada uno.
- Servicios – los generadores de pozo y el compresor de aire para instrumentación.

Luego, de la Tabla A.1 del Apéndice A se obtiene la separación mínima requerida entre áreas:

- Castillo de Perforación – Separador: 30 m

- Castillo de Perforación – Tanques de Almacenamiento: 60 m
- Castillo de Perforación – Mecheros: 60 m
- Castillo de Perforación – Generadores/Compresor de Aire: 30 m
- Separador – Tanques de Almacenamiento: 60 m
- Separador – Mecheros: 60 m
- Separador – Generadores/Compresor de Aire: 30 m
- Tanques de Almacenamiento – Mecheros: 60 m
- Tanques de Almacenamiento – Generadores/Compresor de Aire: 60 m
- Mecheros - Generadores/Compresor de Aire: 60 m

Solo las áreas de Almacenamiento y de Servicios cuentan con más de un equipo en su interior. De las sub-secciones Tanques fuera de la Unidad y Compresores de Aire de Planta y Aire para Instrumentación de la Sección 2.5, y de la Tabla A.3 del Apéndice A, se obtienen las siguientes distancias mínimas:

- Tanque – Tanque: 9,1 m
- Tanque – Bomba de transferencia: 15,3 m
- Generadores – Compresor de Aire⁷: 5 m

La Tabla 4.1 en la siguiente página resume las distancias recomendadas.

3.6. Distribución Recomendada de Equipos en la Locación de Perforación

La distribución de los equipos dentro de la locación está limitada por el área total máxima establecida por la legislación ambiental para hidrocarburos, referida en la Sección 3.3. La superficie de la locación para la perforación del primer pozo tiene un total de 2 hectáreas de superficie. Se determinó que para perforar pozos adicionales no se requería extender esta área. La Figura 4.1 muestra un esquema

⁷ No hay espacio mínimo requerido (el compresor no se considera vital para la operación). Se establece 5 m para permitir fácil acceso para operación y mantenimiento.

de la locación de perforación al momento de requerirse la instalación de la planta de separación petróleo-gas.

Distancia Mínima en Metros							
	Castillo de Perforación	Separador Petróleo-Gas	Tanque de Almacenamiento (79,5 m ³)	Bomba de Transferencia (13,7 bar)	Mechero	Generadores de Pozo	Compresor de Aire para Instrumentación
Castillo de Perforación		30	60	60	60	30	30
Separador Petróleo-Gas	30		60	60	60	30	30
Tanque de Almacenamiento (79,5 m ³)	60	60		15,3	60	60	60
Bomba de Transferencia (13,7 bar)	60	60	15,3		60	60	60
Mechero	60	60	60	60		60	60
Generadores de Pozo	30	30	60	60	60		5
Compresor de Aire para Instrumentación	30	30	60	60	60	5	

1. Todas las distancias en metros.

Tabla 4.1. Espaciamiento recomendado para los equipos de la planta de separación petróleo-gas en la locación de perforación.

Sin embargo, la perforación de dos pozos adicionales en la misma locación permite extender su superficie en 1 hectárea más. Esta superficie extra, así como toda superficie libre dentro de la locación original, serán aprovechadas para la distribución de los equipos de la planta de separación petróleo-gas.

La distribución recomendada tuvo además en cuenta la dirección predominante del viento en la locación, la cual se determinó mediante observaciones de campo. La Figura 4.2 muestra el esquema de distribución recomendado para la solución del problema.

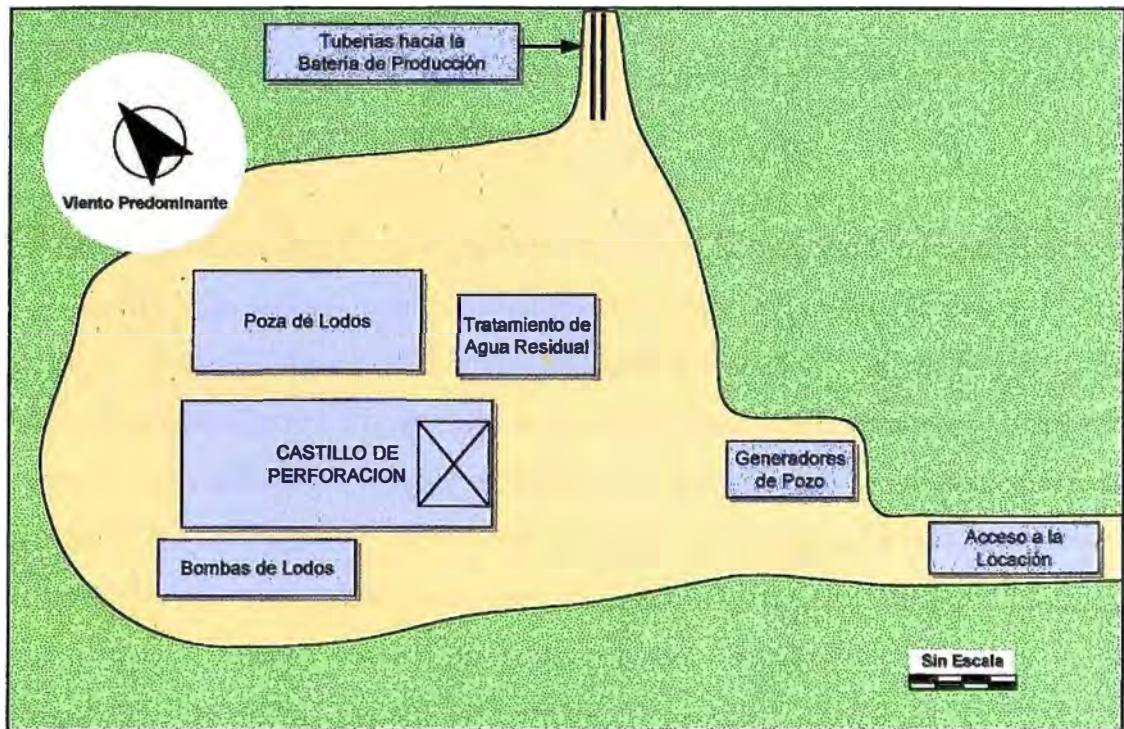


Figura 4.1. Locación de perforación al momento del problema. Los rectángulos en azul muestran áreas y equipos operando en el lugar.

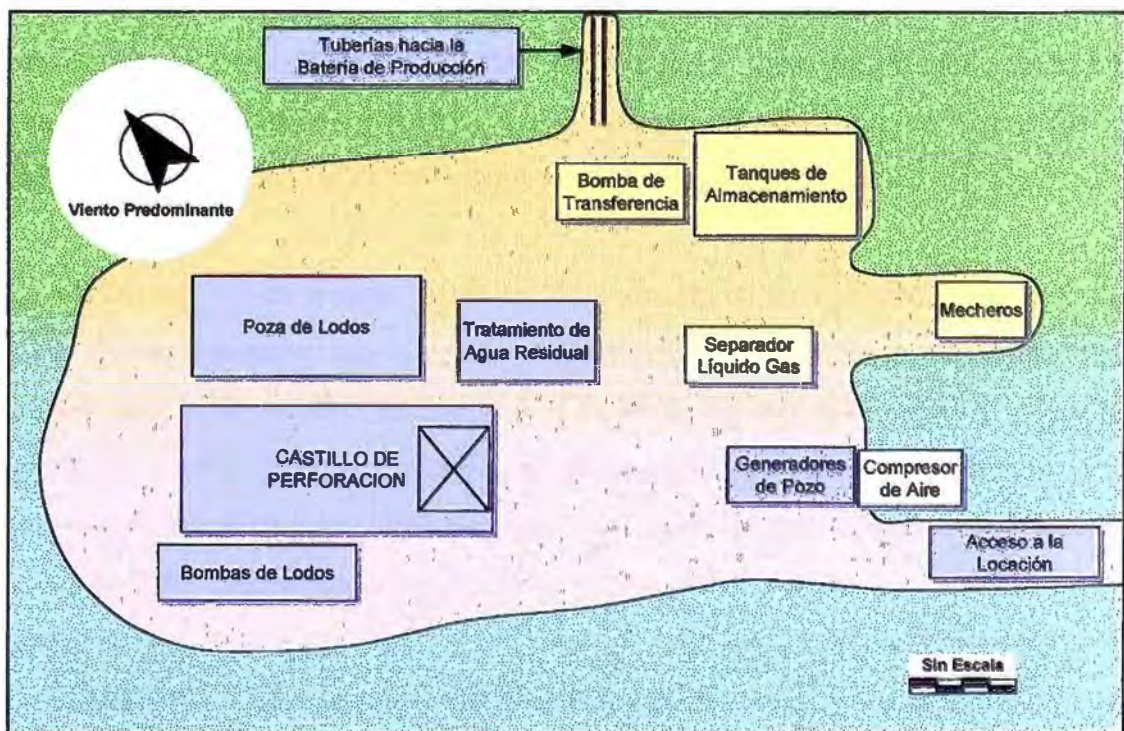


Figura 4.2. Distribución recomendada para los equipos de separación petróleo-gas en la locación.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Administración Económica del Riesgo

La rentabilidad distingue a la ingeniería de la ciencia pura y de la improvisación. Los costos y la eficacia de un análisis de riesgo dependen de los métodos elegidos, el grado de cuantificación, el nivel de detalle y la magnitud de la revisión independientes. Por encima de ello, el análisis debe permanecer enfocado en suministrar solamente aquella información necesaria para tomar decisiones de reducción de los riesgos concernientes al diseño u operación de una instalación. La revisión final independiente de estas decisiones es usualmente protestada por la ciudadanía, quienes sienten que podrían verse afectados por la instalación, y porque tiene sus objetivos y valores propios.

No deben aplicarse “recetas” estandarizadas para el análisis de riesgo. Una receta estándar para el análisis de riesgos requiere de menos experiencia y juicio profesional de parte de quienes la ejecutan y quienes la revisan. Cuando todas las compañías e individuos analizan con el mismo método, ninguna compañía o individuo será culpado si el método no arroja buenos resultados.

La administración de riesgos puede ser considerada en las diferentes etapas de la vida de un componente, sistema o instalación. Cuanto más temprano sea considerada en el proceso, menor será el costo de su implementación y mayor la oportunidad de tener un diseño inherentemente seguro. Se entiende por *inherentemente seguro* que los peligros potenciales han sido eliminados en vez de haber diseñado para afrontarlos.

La distribución y el espaciamiento adecuados de las áreas y los equipos en una instalación de procesos químicos o de petróleo, minimiza de manera pasiva el riesgo de ocurrencia de accidentes graves o desastrosos y contribuye de manera directa y efectiva a la seguridad inherente del proceso.

para actividades específicas como el almacenamiento y transporte de hidrocarburos, no es menos cierto que aun está en vigencia y sin modificaciones el Reglamento de Seguridad para la Industria del Petróleo de 1978. En ninguno de los reglamentos del sector se establece la obligatoriedad de administrar o por lo menos evaluar cuantitativamente los riesgos. Sólo se hace referencia a la responsabilidad de los operadores por la identificación de peligros, o se exigen espaciamientos mínimos para algunos equipos específicos.

El Ministerio de Energía y Minas debería priorizar la actualización de sus reglamentos y regular la administración de riesgos y las auditorías a los sistemas de administración de riesgos en el sector hidrocarburos.

5. BIBLIOGRAFÍA

Deshotels R. & Zimmerman R. D. *Cost-Effective risk Assessment for Process Design*. McGraw-Hill, Inc. 1995.

Greenberg H. R. & Cramer J.J. *Risk Assessment and Risk Management for the Chemical Process Industry*. Stone & Webster Engineering Corporation. 1991.

Kletz T. *Plant Design for Safety. A User-Friendly Approach*. Hemisphere Publishing Corporation. 1991.




Risk Engineering Guides. Occidental International Exploration and Production Company. 1988.

Storch de Gracia J. M. *Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras. Fundamentos, Evaluación de Riesgos y Diseño*. Volumen II. McGraw-Hill/Interamericana de España, S. A. U. 1998.

The Hon Lord Cullen. *The Public Inquiry into the Piper Alpha Disaster*. United Kingdom Department of Energy. HMSO London. 1990.

Vervalin C. H. *Fire Protection Manual for Hydrocarbons Processing Plants*. Volume 2. Gulf Publishing Company. 1981.

APÉNDICE A

LEGENDA									
		El espaciamiento de mecheros debiera estar basado en la radiación de calor con un espaciamiento mínimo de 60 m (200 ft) de equipos conteniendo hidrocarburos.							
		No hay espacio mínimo establecido. Usar juicio ingenieril, pero en ningún caso, la distancia de separación debe obstaculizar el acceso para operación, mantenimiento o combate de incendios.							
		No aplicable puesto que no se puede determinar distancia mínima.							

Notas:									
1. Todas las distancias medidas desde /hacia límites de la batería.									
2. Ver Tabla 3 para espaciamiento de tanques de almacenamiento.									
3. Remitirse a NFPA para espaciamiento adecuado.									
4. Todas las distancias están en metros.									

PROCESO									
PRODUCCION									
ALMACENAMIENTO (ATMOSFERICO)									
ALMACENAMIENTO (PRESURIZADO)									
ALMACENAMIENTO (REFRIGERADO)									
CARGA/DESCARGA									
QUEMADO/VENTEO									
SERVICIOS									
ADMINISTRATIVO/APOYO									
VIVIENDAS									
LÍNEA DE PROPIEDAD									

30										
30	30									
60	60	Nota 2								
60	60	Nota 2	Nota 2							
75	75	Nota 2	Nota 2	Nota 2						
60	60	45	45	45	15					
30	30	60	60	60	60				NM	
60	60	75	150	75	60				30	NM
60	60	75	150	75	60				30	NM
60	60	Nota 3	150	60	30				30	NM

Tabla A.1. Espacio entre Areas.

LIMITES DE LA BATERIA												
VIA PRINCIPAL DE TUBERIAS												
BASTIDOR DE TUBERIAS DE LA UNIDAD DE PROCESO												
ENFRIADORES POR AIRE												
COMPRESORES/ EXPANSORES												
INTERCAMBIADORES (POR ENCIMA DE TAI)												
INTERCAMBIADORES (POR DEBAJO DE TAI)												
CALENTADORES A FUEGO												
BOMBAS DE PROCESO (POR ENCIMA DE 260°C)												
BOMBAS DE PROCESO (POR ENCIMA DE 34,5 BAR)												
BOMBAS DE PROCESO (INFLAMABLES)												
TORRES Y RECIPIENTES												
BASTIDOR DE CONMUTADORES A PRUEBA DE EXPLOSION (NO-Peligroso)												
30												
NA	NM											
NA	NM	NM										
NA	NM	NM	NM									
NA	9	4,5	9	3								
NA	7,5	4,5	4,5	9	1,5							
NA	7,5	4,5	4,5	9	4,5	1,5						
NA	15	7,5	15	15	15	7,5						
NA	9	4,5	4,5	15	4,5	4,5	15	1,5				
NA	9	4,5	4,5	15	4,5	4,5	15	4,5	1,5			
NA	4,5	3	3	15	4,5	4,5	15	4,5	4,5	1,5		
NA	9	3	4,5	15	4,5	3	15	4,5	4,5	4,5		
NA	NM	NM	6	9	4,5	4,5	15	4,5	4,5	3	6	NM
NA	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM

LEGENDA

NM

No hay espacio mínimo establecido. Usar juicio ingenieril, pero en ningun caso, la distancia de separación debe obstaculizar el acceso para operación, mantenimiento o combate de incendios.

NA

No aplicable puesto que no se puede determinar distancia mínima.

Notas:

1. Todas las distancias medidas desde /hacia el borde del equipo.
2. Todas las distancias están en metros.

Tabla A.2. Espacio entre Equipos

TANQUES DE TECHO FLOTANTE Y CONICO CAP < 400 m ³		TANQUES DE TECHO FLOTANTE Y CONICO 400 < CAP < 1.500 m ³		TANQUES DE TECHO FLOTANTE 1.500 < CAP < 47.700 m ³		TANQUES JUMBO DE TECHO FLOTANTE CAP > 47.700 m ³		TANQUES DE TECHO CONICO PRODUCTOS* CLASE II, III 1.500 < CAP < 47.700 m ³		TANQUES DE TECHO CONICO PRODUCTOS INERTIZADOS CLASE I** 1.500 < CAP < 23.850 m ³		RECIENTES DE ALMACENAMIENTO A PRESION ESFERAS Y ESFEROIDES		RECIENTES DE ALMACENAMIENTO A PRESION TIPO CILINDRO O BALA		TANQUES DE ALMACENAMIENTO REFRIGERADOS TECHO EN DOMO	
0,5xD*																	
0,5xD	0,5xD																
1xD	1xD	1xD															
1xD	1xD	1xD	1xD														
0,5D	0,5xD	1xD	1xD	0,5xD													
1xD	1xD	1xD	1xD	1xD	1xD												
1,5xD 30m MIN.	1,5xD 30m MIN.	1,5xD 30m MIN.	2xD	1,5xD 30m MIN.	1,5xD 30m MIN.	1xD 15m MIN.											
1,5xD 30m MIN.	1,5xD 30m MIN.	1,5xD 30m MIN.	2xD	1,5xD 30m MIN.	1,5xD 30m MIN.	1xD 30m MIN.	1xD										
2xD 60m MIN.	2xD 60m MIN.	2xD 60m MIN.	2xD	2xD 60m MIN.	2xD 60m MIN.	1xD 30m MIN.	1xD 30m MIN.										

D = Diámetro del Tanque Más Grande

*Para productos Clase II, III, se acepta 1,5 m

**O Clase II o III operando a temperaturas T > 93°C

Tabla A.3. Requerimientos de Espacio para Tanques de Almacenamiento

Notas:

1. Todas las distancias están en metros.

	PERÍMETRO DE LA PROPIEDAD	VIA PRINCIPAL DE TUBERIAS	BASTIDOR DE TUBERIAS DE LA UNIDAD	EQUIPO DE PROCESO (DENTRO DE LA UNIDAD)	EQUIPO DE PROCESO (OTRAS UNIDADES)	CALENTADORES A FUEGO	NOMBAS E INTERCAMBIADORES (POR ENCIMA DE TA)	ALMACENAMIENTO ATMOSFERICO	ALMACENAMIENTO A PRESION	ALMACENAMIENTO REFRIGERADO	CARGADESCARGA	MECHERONVENTEO	SERVICIOS	TORRES DE ENFRIAMIENTO
EDIFICIO DE CONTROL CENTRAL	30	30	30	150	150	60	60	150	150	150	150	60	30	30
EDIFICIO DE CONTROL DE LA UNIDAD DE PRODUCCION/PROCESO	30	15	7,5	15	60	15	15	60	75	75	75	60	30	10
SUBESTACION PRINCIPAL	30	30	30	150	150	60	60	150	150	150	150	60	NM	30
SUBESTACION UNIDAD DE PROCESO	30	15	7,5	15	60	15	15	60	75	75	75	60	NM	5

Tabla A.4. Espaciamiento Mínimo para Edificios de Procesos.

APÉNDICE B

LISTA DE ABREVIATURAS

AIChE	American Institute of Chemical Engineers
CCPS	Center for Chemical and Process Safety
CMA	Chemical Manufacturer's Association
FMEA	Failure Modes and Effect Analysis
FTA	Fault Tree Analysis
HAZOP	Hazard and Operability Analysis
IDLH	Immediately Dangerous for Life and Health
NFPA	National Fire Protection Association
P&IDs	Piping and Instrumentation Drawings