



Universidad Austral de Chile

Facultad de Ciencias de la Ingeniería
Escuela de Ingeniería Naval

BUQUES GNL, PROPULSIÓN Y TRANSPORTE

Tesis para optar al Título de:
Ingeniero Naval
Mención: Maquinas Marinas.

Profesor Patrocinante:
Sr. Mario Loaiza Ojeda.
Ingeniero de Ejecución en Máquinas Marinas.
Ingeniero Jefe Marina Mercante Nacional.

AMBROSIO OSVALDO VARGAS HUENUPAN
VALDIVIA – CHILE
2008

Esta Tesis ha sido sometida para su aprobación a la Comisión de Tesis, como requisito para obtener el grado del Licenciado en Ciencias de la Ingeniería.

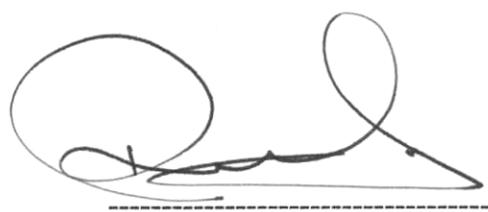
La Tesis aprobada, junto con la nota de examen correspondiente, le permite al alumno obtener el título de **Ingeniero Naval**, mención **Máquinas Marinas**.

EXAMEN DE TITULO:

Nota de Presentación	(Ponderada) (1)	:	4,260
Nota de Examen	(Ponderada) (2)	:	1,400
Nota Final de Titulación	(1 + 2)	:	5,660

COMISION EXAMINADORA:

ROGENIO MORENO M.
DECANO


FIRMA

MARIO LOBOS O.
EXAMINADOR


FIRMA

NELSON PEREZ M.
EXAMINADOR


FIRMA

ROBERTO CASANOVA E.
EXAMINADOR


FIRMA

XIMENA LABOS S.
SECRETARIO ACADEMICO


FIRMA

Valdivia, 11 DE AGOSTO DE 2008

Nota de Presentación = $NC/NA * 0,6 + \text{Nota de Tesis} * 0,2$
Nota Final = $\text{Nota de Presentación} + \text{Nota Examen} * 0,2$
NC = Sumatoria Notas de Currículo, sin Tesis
NA = Número de asignaturas cursadas y aprobadas, incluida Práctica Profesional.

AGRADECIMIENTOS.

Mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que colaboraron en mi paso por esta universidad incluyendo profesores y compañeros.

Le doy gracias especialmente a mi familia, pilar fundamental de toda persona, principalmente a Nelly, Dalmiro, Alejandra, Karla y Darío. Quienes supieron acompañarme en los momentos que los necesité.

INDICE.

CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES

1.	Antecedentes del Gas Natural	1
1.1.	Conceptos del Gas Natural.....	1
1.1.1.	Empleo del Gas Natural.....	2
1.1.2.	Composición del Gas Natural.....	3
1.1.3.	Fundamentos de la licuación del gas natural para transporte.....	7
1.1.4.	Tipos de yacimientos existentes y sus características.....	8
1.1.4.1.	Yacimientos asociados.....	8
1.1.4.2.	Yacimientos exclusivos.....	9
1.1.5.	El transporte completamente refrigerado del gas natural.....	12
1.2.	Historia de los buques metaneros y sus principales rutas internacionales.....	14

CAPITULO II: EL TRANSPORTE DE GNL

2.1.	Generalidades.....	16
2.2.	Regulaciones internacionales y nacionales para el transporte de GNL.....	17
2.3.	Códigos de la OMI para el transporte de gas licuado.....	17
2.4.	Inspecciones y certificados.....	19
2.5.	Diseño del buque y contención de la carga.....	20
2.5.1.	Requerimientos de construcción y equipo.....	20
2.5.2.	Disposición del buque.....	21
2.6.	Estanques para metaneros.....	23
2.6.1.	Tipos de tanque independiente.....	23
2.6.2.	El sistema de estanque de membrana.....	27
2.6.3.	Tanques de semi-membrana.....	28
2.6.4.	Tanques integrales.....	29
2.6.5.	Tanques de aislamiento interno.....	29
2.7.	Materiales empleados en la construcción de estanques para metaneros.....	29
2.8.	Requerimientos de los estanques de carga para GNL.....	31
2.9.	Aislamiento del tanque de carga.....	31
2.10.	Sistemas de estanques más utilizados en la actualidad.....	33
2.11.	Tipos de tanqueros de gas y sus características.....	44
2.12.	Instrumentalización utilizada en los estanques de carga.....	45

2.13.	Ventajas e inconvenientes de las formas cilíndricas y paralelepípedas de los tanques de carga.....	47
2.14.	La automatización en metaneros.....	47
2.15.	Utilización del vapor (boil – off) que se gasifica en los buques metaneros.....	48
2.16.	Arreglos de plantas de propulsión principal para buques GNL.....	52
2.16.1.	General.....	52
2.16.2.	Planta de propulsión principal con turbinas de vapor.....	53
2.16.3.	Planta propulsiva con motores diesel de doble combustible con inyección de gas a baja presión.....	55
2.16.4.	Planta propulsiva con motor diesel de dos combustibles e inyección de gas a alta presión.....	56
2.16.5.	Planta propulsora con motor diesel de doble combustible de media velocidad directamente acoplado.....	57
2.16.6.	Planta propulsora con motores de doble combustible diesel-eléctrica.....	58
2.16.6.1.	General.....	58
2.16.6.2.	Potencia instalada total.....	59
2.16.6.3.	El consumo del combustible y las emisiones.....	60
2.16.7.	Planta propulsiva con motor diesel de baja velocidad y relicuación.....	62
2.16.8.	Planta propulsora con turbinas de gas y generación eléctrica.....	64
2.17.	Terminales para buques GNL.....	65
2.17.1.	Generalidades.....	65
2.17.2.	Los riesgos de los terminales de GNL.....	69
2.17.3.	La seguridad record de GNL.....	70
2.18.	Ciclo de operación de un buque GNL.....	72
2.18.1.	Inertizar (inerting).....	72
2.18.2.	Gasificado (Gassing up).....	72
2.18.3.	Enfriar (Cool down).....	74
2.18.4.	Embarque de la carga (loading cargo).....	74
2.18.5.	Descarga (discharging).....	74
2.18.6.	Calentar (warming up).....	75
2.18.7.	Inertizado (inerting).....	75
2.18.8.	Airear (Aerating).....	75

CAPITULO III: GAS INERTE

3.	Gas Inerte.....	76
3.1.	General.....	76
3.2.	Efecto del gas inerte en la inflamabilidad.....	78
3.3.	Métodos de reemplazo de gas.....	79
3.4.	Inertizar.....	81
3.5.	Planta de gas inerte.....	82
3.5.1.	General.....	82
3.5.2.	Definiciones.....	82
3.6.	Sistemas de producción de gas inerte para buques que transportan GNL.....	83
3.6.1.	Generador de nitrógeno.....	83
3.6.2.	Sistema de generación de nitrógeno con filtro de membrana.....	83
3.6.2.1.	General.....	83
3.6.2.2.	Equipos del sistema.....	84
3.6.2.3.	Descripción de funcionamiento.....	85
3.6.3.	Planta generadora de gas inerte/aire seco, por combustión de diesel.....	87
3.6.3.1.	Componentes de la planta de gas inerte/aire seco.....	88
3.6.3.2.	Descripción del sistema de generación de gas inerte, producido por combustión de diesel oil.....	90

CAPITULO IV: RELICUACION Y CONTROL DE LA EVAPORACIÓN DE LA CARGA

4.	Relicuação y Control de la Evaporación de la Carga.....	93
4.1.	General.....	93
4.2.	¿Que es BOG y como se genera?.....	93
4.3.	Tipos de buques que transportan gas refrigerado.....	94
4.4.	Sistemas de relicuação para buques gaseros.....	97
4.4.1.	Requerimientos de la planta de relicuação.....	97
4.4.2.	Funciones de la planta de relicuação.....	97
4.4.3.	Sistema de relicuação directo.....	98
4.4.4.	Sistema de relicuação indirecto.....	99
4.4.5.	Sistema de relicuação directo de cascada.....	99
4.4.6.	Operación de la planta de relicuação.....	101
4.4.6.1.	General.....	101
4.5.	El transporte del gas natural licuado (GNL).....	102
4.5.1.	General.....	102

4.5.2.	Sistemas de licuación utilizados en naves de GNL.....	104
4.5.2.1.	General.....	104
4.5.2.2.	Proceso de cascada de refrigeración pura.....	105
4.5.2.3.	Proceso de refrigerantes mezclados.....	105
4.5.2.4.	Proceso de refrigerantes mezclados pre-enfriados.....	106
4.5.2.5.	Planta de relicuación basada en un ciclo cerrado de nitrógeno.....	106
4.5.2.5.1.	Funcionamiento de la planta de relicuación con ciclo cerrado de N ₂	107
4.5.2.5.1.1.	Ciclo del vapor de carga (GNL).....	107
4.5.2.5.1.2.	Ciclo del gas refrigerante (N ₂).....	108

CAPITULO V: SEGURIDAD EN BUQUES GNL

5.	Seguridad en Buques GNL.....	110
5.1.	Equipamiento para la detección de vapores.....	110
5.1.1.	General.....	110
5.1.2.	Rango de explosividad, LEL, UEL.....	110
5.2.	Tipos de detectores.....	112
5.2.1.	Detectores infra-rojo.....	112
5.2.2.	Medidores de conductividad térmica.....	112
5.2.3.	Detectores de gas combustible.....	113
5.2.4.	Sistema de detección fijo de gas combustible para buques gaseros.....	117
5.2.5.	Indicadores de absorción química.....	122
5.2.6.	Analizadores de oxígeno.....	122
5.2.7.	Precauciones generales.....	123
5.3.	Interfaces buque/tierra y estándares de seguridad.....	125
5.3.1.	Transferencia buque/buque.....	125
5.3.2.	Sistema de comunicación buque/tierra.....	126
5.3.3.	Diseño seguro de puertos.....	126
5.4.	Sistemas de lucha contra incendio.....	127
5.4.1.	Fundamentos del fuego.....	127
5.4.1.1.	La combustión.....	127
5.4.1.2.	El triángulo del fuego y el tetraedro del fuego.....	128
5.4.2.	Clasificación de las combustiones.....	130
5.4.3.	Distintas fuentes de ignición.....	131
5.4.4.	Características de los combustibles.....	132
5.4.4.1.	Calor de vaporización.....	132
5.4.4.2.	Poder calorífico.....	132
5.4.4.3.	Punto de inflamación (Flash point).....	132

5.4.4.4.	Punto de combustión.....	133
5.4.4.5.	Punto de encendido o autoinflamación.....	133
5.4.5.	Propagación del fuego.....	133
5.4.5.1.	Generación del fuego.....	134
5.4.5.2.	Propagación de fuegos.....	134
5.4.5.3.	Curva de desarrollo.....	136
5.4.5.4.	Reacción de los elementos al fuego.....	136
5.4.5.5.	Resistencia de los materiales al fuego.....	137
5.4.5.6.	Propagación del calor.....	137
5.4.6.	Clasificación del fuego.....	139
5.4.6.1.	General.....	139
5.4.6.2.	Normativa europea.....	139
5.4.6.3.	Normativa norteamericana.....	140
5.4.7.	Red principal de lucha contra incendio a bordo.....	141
5.4.7.1.	Capacidad de extinción del agua.....	141
5.4.7.2.	Movimiento de agua hacia el fuego.....	142
5.4.7.3.	Chorro directo.....	143
5.4.7.4.	Chorro niebla (spray).....	143
5.4.7.5.	Limitaciones del chorro de niebla.....	144
5.4.7.6.	Conexión internacional a tierra.....	144
5.4.8.	Sistemas de extinción fijos por gas.....	146
5.4.8.1.	Principios del sistema fijo de extinción del fuego por gas.....	146
5.4.8.2.	Sistema de extinción de incendio por gas CO ₂	147
5.4.8.3.	Efectividad.....	147
5.4.8.4.	Sistema fijo de CO ₂ de baja presión.....	147
5.4.8.5.	Sistema fijo de CO ₂ de alta presión.....	148
5.4.8.6.	Aplicaciones del sistema de extinción fijo por CO ₂	149
5.4.8.6.1.	Sistemas en espacios de maquinas.....	150
5.4.8.6.2.	Sistema en espacios de carga.....	150
5.4.8.7.	Concentraciones admitidas a bordo.....	150
5.4.8.8.	Sistema de extinción de incendio por gas "HALON".....	151
5.4.9.	Sistemas fijos de extinción por polvo.....	152
5.4.9.1.	Características del polvo químico seco.....	152
5.4.9.2.	Polvo convencional.....	154
5.4.9.3.	Polvo polivalente.....	154
5.4.9.4.	Componentes de la instalación fija de extinción por polvo químico.....	154
5.4.9.5.	Características de la instalación a bordo.....	155

5.4.9.6.	Sistema fijo de polvo químico seco para gaseros.	158
5.4.10.	Sistemas de extinción fijo de incendios que usan agua.	158
5.4.10.1.	General.	158
5.4.10.2.	Sistema de agua spray.	159
5.4.10.3.	Sistema de agua spray para la cubierta de carga de buques gaseros.	159
5.4.10.4.	Sistema de rociadores de agua.	163
5.4.10.5.	Componentes de la instalación de rociadores de agua.	163
5.4.10.6.	Sistema de rociadores de tubería llena o mojada.	164
5.4.11.	Sistema de extinción fijo por espuma.	166
5.4.11.1.	Las espumas como agentes extintores.	166
5.4.11.2.	Características de las espumas.	167
5.4.11.3.	Espumas de base proteínica.	169
5.4.11.4.	Espumas de base sintética.	170
5.4.11.5.	El uso de las espumas como agentes de extinción en buques gaseros.	171
5.4.12.	Los extintores portátiles.	172
5.4.12.1.	Composición de un extintor.	172
5.4.12.2.	Tipos de extintores.	172
5.4.12.3.	Extintores permanentemente presurizados o de presión incorporada.	172
5.4.12.4.	Extintores sin presión permanente.	174
5.4.12.5.	Consideraciones generales del extintor portátil a bordo.	176
5.5.	Protección personal.	177
5.5.1.	Aparatos de respiración.	177
5.5.1.1.	Respiradores de filtro.	177
5.5.1.2.	Respiradores de aire fresco.	177
5.5.1.3.	Aparatos de respiración de aire comprimido.	178
5.5.2.	Ropa protectora.	181
5.6.	Accidentes y modo de proceder según su clase.	182
5.6.1.	Incendio o emergencia por escape en el sistema de carga.	183
5.6.2.	Varada, colisiones, pérdida de gobierno, circunstancias de mal tiempo.	184
5.6.3.	Abandono del buque.	184
5.6.4.	Hombre al agua.	187
5.6.5.	Quemaduras por congelación.	188
5.7.	Los peligros de la carga.	189
5.7.1.	Los peligros del gas licuado.	189
5.7.2.	Peligros asociados con la presión de la carga.	190
5.7.3.	Los efectos de las bajas temperaturas sobre el casco y otros componentes.	191

5.7.4.	Asfixia.....	191
--------	--------------	-----

CAPITULO VI: GNL EN CHILE

6.	GNL en Chile.....	195
6.1.	Situación de abastecimiento de energía en Chile, crisis del gas natural en Argentina y efectos en Chile.....	195
6.2.	Efectos en Chile.....	198
6.3.	Situación del GNL en el mundo.....	200
6.4.	Principales productores de GNL en el mundo.....	201
6.5.	Principales Consumidores de GNL en el Mundo.....	204
6.6.	Precios del GNL.....	205
6.7.	Trenes de GNL en Construcción en el Mundo.....	207
6.8.	Proyecto de GNL para Chile.....	208
6.8.1.	Descripción del proyecto en Quintero, ubicación y capacidad.....	208
6.8.2.	Descripción del proyecto en Mejillones, ubicación y capacidad.....	210
6.8.3.	Rangos de precios: efectos en el precio de nudo.....	212
6.8.4.	Clientes.....	214
6.8.5.	¿Es solución la construcción de Terminales de GNL a la actual crisis en Chile? ¿Lo volúmenes de consumo en Chile hacen rentable un proyecto de GNL?.....	215
6.8.6.	¿Es Camisea una solución alternativa (GNL o gasoducto)?.....	216
	CONCLUSIONES	218
	ANEXOS	220
	BIBLIOGRAFIA	229

RESUMEN

Esta memoria profesional ha dado a conocer una descripción general de los buques metaneros; primeramente se analizaron los aspectos generales del gas natural. Se analizó la seguridad en metaneros, las características principales de los estanques, tales como: los materiales y aislamiento usados en su construcción.

También se habló de las plantas de propulsión principal que usan este tipo de buques y las plantas propulsivas que se recomiendan para un uso futuro.

Las plantas de gas inerte, sistemas de relicuación y sistemas de extinción de incendios han sido de especial interés en el desarrollo de esta memoria.

Estos temas anteriormente mencionados son de gran importancia, pues nos dan una visión general del transporte de gases licuados a granel a baja temperatura por vía marítima.

Finalmente se discutió de la crisis energética en nuestro país y el papel que jugará el Gas Natural Licuado (GNL) en el desenlace de este problema.

SUMMARY

This professional report contains a general description about ships that transport methane. First of all, there is an analysis of the main aspects of natural gas. There is an analysis too about security in these ships and the main characteristics of the tanks such as materials and insulation used for their building.

There is information about principal propulsion plants that are used in this kind of ships and the propulsive plants that are recommended for future use.

The plans of inert gas, systems of re-liquify and fire extinction systems have been of special interest during the development of this report.

The topics mentioned above are of great importance, because they give us a general vision of liquid gas transportation in low temperatures through the sea.

Finally, there is a discussion concerning energetic crisis in our country and the role natural liquid gas will play during the outcome of this problem.

INTRODUCCIÓN

En la búsqueda de un interesante tema para esta memoria profesional, se recogió antecedentes sobre los buques para el transporte de gas natural líquido, designados como metaneros. Este tipo especial de naves con su primer diseño construido en 1959, representa un importante hito en el desarrollo de la construcción de naves.

El desarrollo de las principales características de este tipo de naves, nos permitirá visualizar las esenciales condiciones profesionales al respecto.

Otro tema que motiva esta memoria profesional es que hoy en día existe un enfoque creciente en el uso de las energías limpias, lo que ha provocado un importante aumento en la demanda de este tipo de energías.

Los países líderes productores de gas natural y que comercializan GNL a los mercados mundiales son Argelia, Indonesia y Qatar. Sin embargo, muchas naciones juegan pequeños pero importantes roles como productores de gas natural y exportadores de GNL, tales como Australia, Nigeria, y Trinidad y Tobago. En tanto, países como Angola y Venezuela están procurando alcanzar su máximo potencial en el mercado mundial de GNL. Y otros como Arabia Saudita, Egipto e Irán, que tienen grandes reservas de gas natural, también podrían participar como exportadores de GNL.

Se estima de mucha importancia la tecnología requerida por las instalaciones de las naves metaneras para soportar las bajas temperaturas. Situación que ha originado una larga serie de experimentos, ya sea sobre el diseño en el material a ocupar y las normas de seguridad que se deben considerar ante el peligro que implica el manejo y almacenamiento de GNL.

En el desarrollo de los capítulos de este tema, se ha preferido extenderse a los aspectos principales que caracterizan a un buque GNL, sin mencionar diversos aspectos estructurales y de diseño que son comunes a los transportes de gases licuados de petróleo (LPG), de petróleo crudo o transporte en granel.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1. ANTECEDENTES DEL GAS NATURAL

1.1. Conceptos del Gas Natural.

El gas natural es una mezcla de diversos hidrocarburos gaseosos que existen a veces en enormes cantidades en cavidades subterráneas o en terrenos porosos y encerrados por una capa superior impermeable (sub-suelo) con cantidades variables de impurezas.

El gas natural que consiste principalmente en hidrocarburos, está generalmente asociado a la presencia de petróleo, aún, cuando a veces esto no sea aparente por haber, el uno o el otro, emigrado hacia otros terrenos por efecto de la presión o por algún movimiento del subsuelo. Por extensión se llama también gas natural al que se obtiene de la destilación del petróleo.

Los depósitos donde el gas se presenta en forma independiente tienen una considerable ventaja sobre el gas asociado con el petróleo, ya que pueden ser explotados en forma independiente de la producción de petróleo. Estos yacimientos presentan dos tercios de la explotación de gas.

En las minas de carbón también se desprenden gases, los cuales están constituidos por metano casi en su totalidad.

Los gases naturales se pueden dividir de la siguiente manera, por orden de importancia:

- a) Gases encerrados en el subsuelo en conexión con yacimientos petrolíferos;
- b) Gases liberados de la destilación del petróleo;
- c) Gases ocluidos en algunas minas de carbón;
- d) El gas llamado de los pantanos.

El origen del gas natural está sujeto a las mismas consideraciones que el origen del petróleo. Los dos únicos procesos que pueden producir gases son: la fermentación y descomposición consiguiente de la materia orgánica y las reacciones inorgánicas que ocurren a alta temperatura. La sustancia orgánica de la cual deriva el petróleo fue de

origen marino ya que invariablemente debajo del petróleo de los yacimientos se encuentra agua salada.

1.1.1. Empleo del Gas Natural.

Su uso es como combustible directo; pero también se procesa para recuperar los hidrocarburos que contiene, o se quema parcialmente para obtener “negro de humo”, que es un polvo que tiene diversos usos industriales, entre ellos en la elaboración de caucho sintético. Existen también plantas construidas para combustión incompleta y consecuente producción de monóxido de carbono e hidrógeno, para utilizarlos como materia prima en síntesis de gasolina y otros compuestos químicos como el alcohol metílico, alcohol etílico, acetaldehído, ácido acético, etc.

La recuperación de hidrocarburos se efectúa en plantas de proceso donde, primeramente se separa por absorción con aceite de petróleo la mayor parte de su contenido en metano, etano, propano y butano; después este aceite enriquecido pasa a una torre donde el aceite es recuperado y de allí la mezcla de pentanos, hexanos y heptanos es enviada a una torre de fraccionamiento, para la obtención de gasolina natural.

Un resumen de usos masivos de gas natural en:

- I. Servicios domésticos, tales como cocinas, calentadores, estufas, etc.
- II. Generadores de vapor, permitiendo reducir gastos.
- III. Siderurgia y metalurgia, en donde encuentra numerosas aplicaciones que valorizan plenamente sus propiedades específicas.
- IV. Fabricación de cales y cementos, permite mantener el consumo específico al mismo nivel que usando otros combustibles, incluso reducirlo sensiblemente.
- V. Industria del vidrio, que utiliza cantidades importantes de gases ricos como el propano en la mayoría de las operaciones anexas a la fusión. La disponibilidad de gas natural permite no sólo su utilización en dichas operaciones, sino realizar en condiciones competitivas el calentamiento de hornos.
- VI. En cerámica, incidiendo en los costos de esta industria y en la calidad de los productos obtenidos.
- VII. En calentamiento directo del aire, calentamiento interno de baños, motores y turbinas a gas.

- VIII. En la agricultura, en la producción de amonio y urea que se procesan en una planta especial y son usados como fertilizantes.
- IX. En la industria química, que constituye uno de los campos más amplios de la utilización del gas natural, en su doble faceta de fuente de energía y materia prima. Por su fuerza, ausencia de azufre, constancia de composición y sencillez de explotación, es la primera materia en los procesos de obtención de hidrógeno y síntesis de amoníaco, acetileno, ácido cianhídrico, sulfuro de carbono, derivados clorados del metano y metanol que entre otros usos es el principal componente de un producto que se agrega a los combustibles para elevar su octanaje. También como producto intermedio en la industria textil.

1.1.2. Composición del Gas Natural

El resultado del gas natural es una mezcla de un número de hidrocarburos ligeros, el principal de ellos es el metano (CH₄). Los otros hidrocarburos presentes son el etano, propano, butano, isobutano y pequeños porcentajes (1%) de hexano e hidrocarburos superiores. Entre el metano y el etano superan generalmente el 90%. La proporción de los hidrocarburos mencionados depende de la presión del yacimiento. Una composición típica de gas natural a diferentes presiones se indica en la tabla N° 1.

La composición del gas natural es variable, varía según la parte del campo o yacimiento del cual se extrae. El gas producido en un pozo de gas o el producido con petróleo crudo no es nunca precisamente de la misma composición que el gas producido en otro pozo de gas o petróleo, aún cuando los pozos estén en el mismo campo y su producción provenga del mismo yacimiento. Una composición típica del gas natural se indica en la fig. N° 1.1.

Tabla N° 1. composición típica de gas natural a diferentes presiones

Producto	Presiones en kg/cm ²			
	158	88	35,2	10,6
Metano	90,83	91,27	91,81	89,33
Etano	5,04	4,96	4,50	5,52
Propano	1,90	1,80	1,86	2,45
Isobutano	0,52	0,43	0,50	0,59
Butano	0,57	0,57	0,52	0,60
Isopentano	0,18	0,18	0,20	0,36
Pentano	0,20	0,19	0,21	0,23
Hexano y superiores	0,76	0,60	0,40	0,91

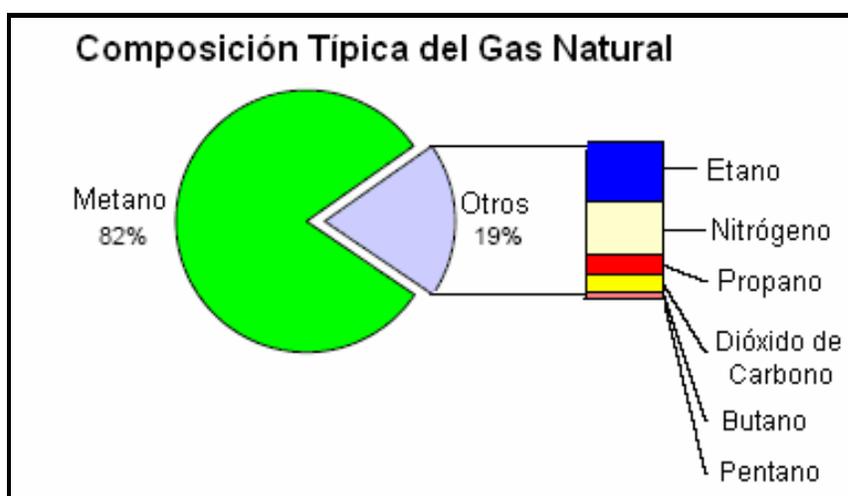


Figura Nº 1.1. Composición típica del gas natural.

El gas natural tiene cierto peso que se compara con el peso de un volumen igual de aire “gravedad específica del gas natural”. Por lo tanto por comparación los gases hidrocarburos son “más livianos” o “más pesados” que el aire como se muestra en la siguiente tabla.

<u>GAS</u>	<u>GR. ESPECÍFICA</u>
Aire	1.000
Metano	0.554
Etano	1.038
Propano	1.523
Butano	2.004
Isobutano	2.006
Pentano	2.491
Hexano	2.975
Heptano	3.495
Octano	3.944

La tabla nos indica que el principal constituyente del gas natural, el metano, es el único de los hidrocarburos el cual es “más liviano” que el aire, es decir, su gravedad específica es menor que 1.0.

Bajo condiciones adecuadas de presión y temperatura, cualquiera de los gases comúnmente encontrados en el gas natural, estará en la forma gaseosa o en la líquida. Por ejemplo, para reducir el metano de su forma gaseosa a su fase líquida a presión atmosférica la temperatura tendría que reducirse a 265° F bajo cero (-165°C).

El gas natural contiene vapor de agua ya que el petróleo y el gas tuvieron su origen en sedimentos saturados con agua salada, en otras palabras, hay tanto vapor de agua en el gas como este es capaz de retener a la temperatura y presión existente en el

yacimiento. Además del vapor de agua ya mencionado, el gas natural, según se extrae del yacimiento, puede contener una o más impurezas que deban removerse antes de que el gas se venda.

El lodo y la arena son contaminantes frecuentes atrapados en el gas. En ciertos casos especiales, el gas natural contiene un gran porcentaje de dióxido de carbono, el cual no es combustible y debe removerse si se encuentra presente en cantidades apreciables. El más común de los contaminantes del gas natural, es quizás, el ácido sulfhídrico. Cuando el gas contiene este contaminante se lo conoce con el nombre de "gas agrio". El gas agrio se consideró por muchos años sólo para el uso en la fabricación de negro de humo. No podía venderse para usos domésticos. Este gas es extremadamente tóxico o venenoso y muchas vidas se han perdido por medio de su manejo.

Muchas precauciones especiales se han observado al trabajar con gas agrio. Aunque tiene un olor peculiar y desagradable en bajas concentraciones, los que han sido envenenados con él y han recobrado su salud después, no recuerdan haberlo oído antes de desmayarse. El sentido del olfato es demasiado inconstante para depender de él como advertencia de los peligros del ácido sulfhídrico.

En los años recientes, se han desarrollado métodos económicos por medio de los cuales el ácido sulfhídrico se remueve y se convierte en azufre. Después de remover el ácido sulfhídrico el gas se conoce como "gas dulce" y es comerciable en sistemas de gaseoductos de distribución regulares. El máximo de ácido sulfhídrico permisible en el gas dulce es generalmente de 1.0 a 0.25 grs por 100 pies cúbicos.

El problema aislado más grande en el manejo del gas natural, es evitar la formación de hidratos y su remoción, una vez que se han formado en la línea. Casi todos los que manejan el gas natural se han familiarizado con el fenómeno conocido como "congelamiento" de la tubería. Al principio se creía que el congelamiento era el resultado del congelamiento del agua en el gas. Se han encontrado, sin embargo, que el agua y algunos vapores de hidrocarburos se combinan para formar sustancias de apariencia de nieve, llamados hidratos bajo ciertas presiones, estos hidratos pueden formarse a temperaturas bastante más altas del punto de congelamiento del agua. Para evitar la formación de estos hidratos se utilizan plantas deshidratadoras.

Favorecen su formación:

- a) Presencia de agua en estado líquido.
- b) Baja temperatura del gas y/o alta presión de gas.
- c) Baja temperatura ambiente (condensación del vapor de agua).
- d) Alta velocidad del gas.
- e) Brusco incremento de la turbulencia.
- f) Introducción de un cristal de hidrato.

Una vez formado el hidrato, se produce su crecimiento, provocando la obstrucción de cañerías hasta llegar al taponamiento total.

La eliminación de los hidratos puede realizarse:

- a) Introduciendo en la línea inhibidores. Se usan anticongelantes como el metanol, etanol, propano, glicol, amoníaco, etc.
- b) Aumentando la temperatura del gas mediante la inyección de gas caliente o calentar la zona donde se ubicó el hidrato.
- c) Ubicando el tramo donde se encuentra, reducir la presión en el mismo, para que se deshaga.

El modo más seguro de control es mediante la extracción de vapor de agua del gas natural antes de ser inyectado a las cañerías, utilizando para ello eficientemente la planta deshidratadora.

Tabla N° 2. Características principales de los componentes del gas natural.

	Rango de exp. en %		PM	d	PC1	PC2	AT
	inf.	sup.					
Metano	5	15	16,04	0,55	9,53	8,570	9,520
Etano	3	12	30,10	1,00	16,86	15,390	16,700
Propano	2	9	44,10	1,50	24,35	22,380	23,800
Butano	2	8	58,10	2,00	32,06	29,560	30,900
A. Carbónico	-	-	44,01	1,52	-	-	-
Oxígeno	-	-	32,00	1,10	-	-	-
Hidrógeno	12	74	2,02	0,07	3,05	2,510	2,380
Nitrógeno	-	-	28,02	0,97	-	-	-
Aire	-	-	28,97	1,00	-	-	-

Rango de exp. en % : Rango de explosividad en % del volumen.

PM : Peso molecular (g/mol).

d : Densidad con respecto al aire.

PC1 : Potencia calorífica superior en Kcal/m³.

PC2 : Potencia calorífica inferior en Kcal/m³.

AT : Aire teórico.

1.1.3. Fundamentos de la licuación del gas natural para transporte.

La licuación del “metano”, componente principal de gas natural, se presentó como solución a su transporte y almacenamiento, con un volumen muy reducido ya que se intentaron otras soluciones sin resultados ventajosos.

Efectivamente, cuando su peso molecular aumenta, el peso específico de los hidrocarburos gaseosos asciende con mucha mayor rapidez que su densidad en estado líquido. Por ejemplo, el metano (primero de la serie) posee un coeficiente de reducción de gas-líquido de 600 contra 260 para el propano y 236 para el butano. Pero ocurre que cuando se trata de propano y butano resulta suficiente una pequeña compresión a temperatura normal para licuarse. Con el metano, cuya temperatura crítica es -82 °C a una presión crítica de 47 bares, parece preferible alcanzar los -162 °C a los cuales puede ser licuado a la presión atmosférica y portado en estanques especialmente diseñados para evitar una serie de dificultades y riesgos derivados de las bajas

temperaturas y presiones elevadas, aislados caloríficamente con el objeto de que los porcentajes de evaporación se mantengan dentro de límites aceptables.

En los más simples términos, el gas es licuado por compresión inicial seguida por enfriamiento y finalmente expansión.

El proceso de enfriamiento es llevado a cabo por un número de ciclos de refrigeración cerrada, usando progresivas bajas de temperatura en cada estado.

Cuando es expandido a baja temperatura, parte del gas se licua y el resto se reinyecta para comenzar el ciclo otra vez. Éste método de licuación de gas es conocido como el “proceso cascada” y, es quizás el más conocido y usado para la producción de GNL.

La apariencia del GNL es un colorido transparente, su densidad es casi la mitad que la del agua, es inodoro, no corrosivo, no tóxico y no es explosivo en espacios abiertos. A continuación se muestra en la fig. N° 1.2, una composición típica del gas natural licuado

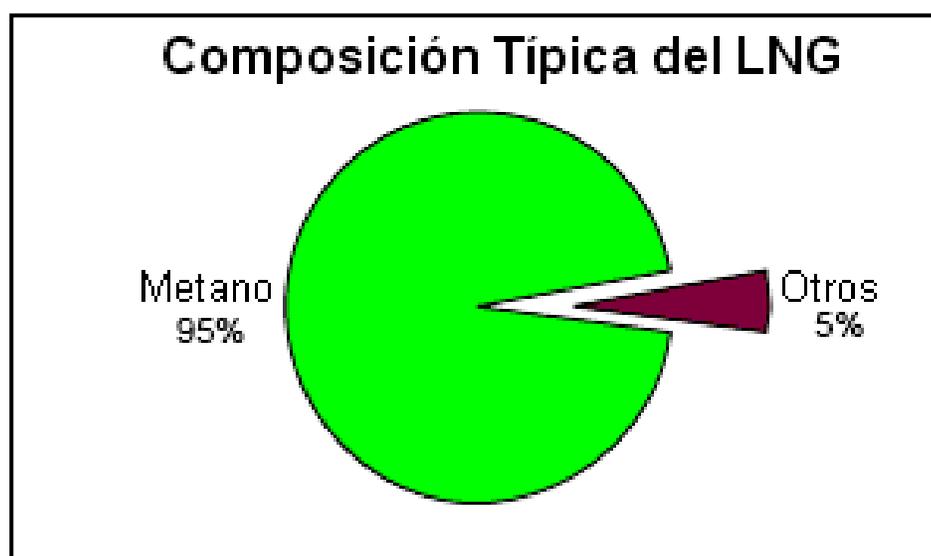


Figura N°1.2. Composición típica del gas natural licuado.

1.1.4. Tipos de yacimientos existentes y sus características.

1.1.4.1. Yacimientos asociados.

Los yacimientos de gas son la consecuencia de investigaciones por encontrar crudo, ya que en el pasado se daba poca importancia al gas y se le consideraba como uno de sus sub-productos.

El gas se encuentra en ellos en tres formas: en fase gaseosa individualizada con crudo disuelto (Ver fig. N° 1.3), disuelto en el crudo y disuelto en el agua. La fase gaseosa se encuentra encima de la fase del crudo, la cual, a su vez, está sobre el acuífero. Ésta estratificación se debe a la baja solubilidad y sus diferentes densidades y las condiciones de temperatura y presión que reinan en el yacimiento.

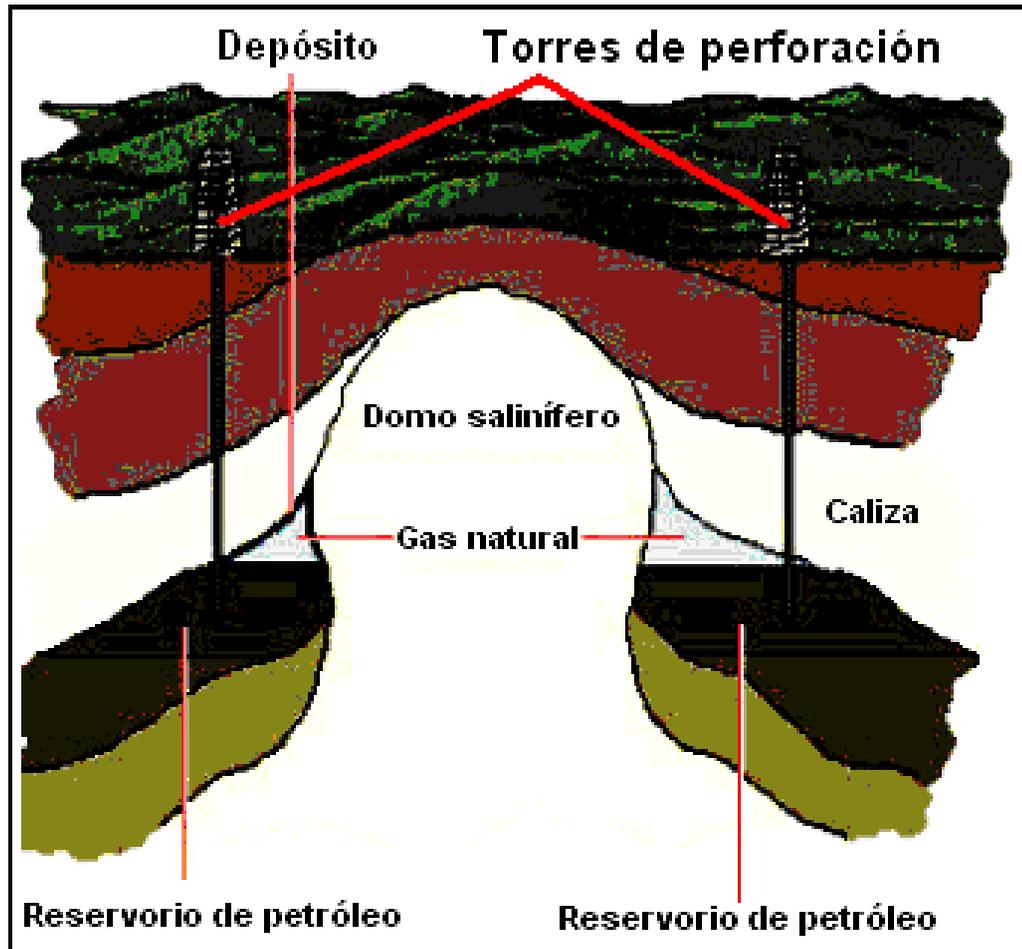


Figura N°1.3. Yacimiento asociado.

1.1.4.2. Yacimientos exclusivos.

Sin embargo, el gas se presenta en yacimientos donde falta el crudo (Ver figura N°1.4). En ellos se dan unas peculiaridades geológicas distintas que en los que el crudo y gas están asociados. Puesto que en la actualidad el interés económico por el gas ha aumentado considerablemente, se buscan cada vez más yacimientos exclusivamente gaseosos. Así, pues, cabe esperar que en el futuro sean más numerosos los descubrimientos de yacimientos de gas que los de crudo.

Los hidrocarburos que confieren al yacimiento su primordial interés económico son el metano y, en proporciones menores, los otros hidrocarburos saturados gaseosos, el etano, el propano y los butano; normal e isobutano. Los otros constituyentes son, sobre

todo, el anhídrido carbónico, el sulfhídrico y el nitrógeno. A veces se encuentra, aunque en poca cantidad helio, argón e hidrógeno. La composición de los gases de los yacimientos explotados actualmente puede ser muy variable. Así, el yacimiento de Ravehna Terra (Italia) contiene casi exclusivamente metano (99,54%) mientras que el de Lacq (Francia) posee un 15 % de volumen de sulfhídrico y solo un 69 % de volumen de metano. Hay yacimientos que casi carecen de hidrocarburos. Tal es el caso de Panuco Ebano (México), Mihai (Hungría), Mageovo (Siberia Occidental), y los pequeños yacimientos próximos a Hannover (Alemania Occidental) que contienen más del 95 % de anhídrido carbónico (CO₂).

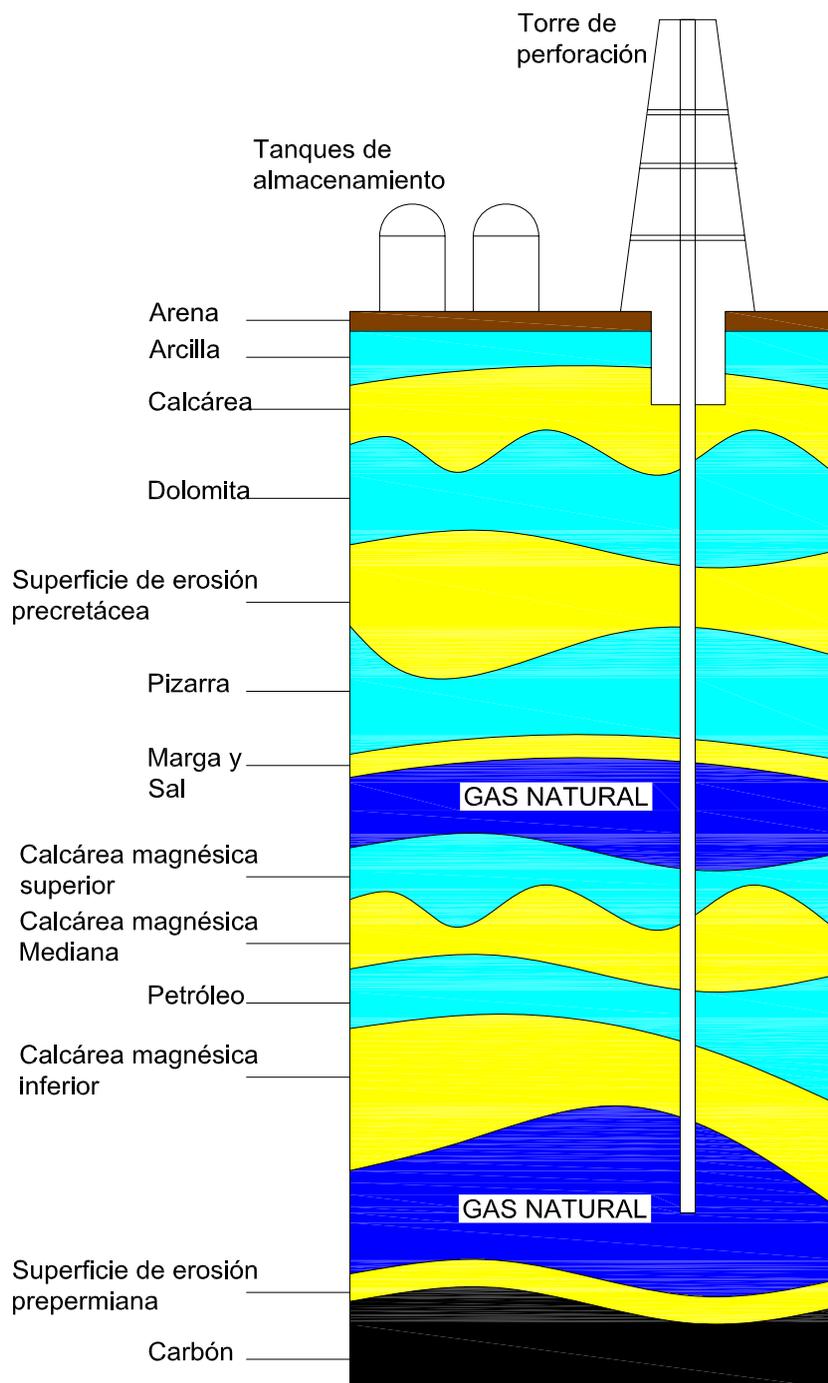


Figura N°1.4. Yacimiento exclusivo.

Tabla N°3. Algunos yacimientos ricos en metano y sus características.

Procedencia %	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₃ H ₈	Butano C ₄ H ₁₀	Hidroc. Super.	Nitrog. N ₂	A.Carb. CO ₂	A.Sulf. SH ₃
Emsmundung (Alem. Occ.)	81,8	2,8	0,4	0,2	-	14,0	0,8	-
Arzew (Argelia)	82,1	12,4	3,7	1,4	0,2	-	-	-
Lacq (Francia)	69,2	3,3	1,0	0,6	0,5	0,6	9,6	15,2
St.Faust Maillon (Francia)	77,8	3,6	1,2	0,9	1,7	0,4	8,5	5,9
Leman Bank (Gran Bretaña)	92,0	3,5	0,7	0,3	0,3	2,9	0,3	-
Groingen (Holanda)	81,5	2,7	0,5	0,1	-	14,5	0,7	-
Corfemaggiore (Italia)	95,9	1,4	0,4	0,3	-	1,8	-	-
Marsa el Brega(Libia)	66,2	19,8	10,6	2,3	0,2	0,9	-	-
Katuni(Nueva Zelanda)	44,2	6,1	3,4	1,6	0,4	0,1	44,2	-
Gulf coast (U.S.A.)	93,5	3,8	1,2	0,6	-	-	0,5	-
Maracaibo (Venezuela)	78,1	9,9	5,5	2,8	2,1	1,2	0,4	-
Alaska (U.S.A)	99,5	0,1	-	-	-	0,4	-	-
Borneo (Brunei)	88,0	5,1	4,8	1,8	0,2	0,1	-	-
Abu Dhabi (Irán)	96,3	1,2	0,4	0,2	0,1	1,3	-	-

1.1.5. El transporte completamente refrigerado del gas natural.

Al metano y mezclas en las que éste predomina, se le llama GN (Gas natural). Normalmente el GN sólo se transporta licuado a granel en estanques completamente refrigerados.

A medida que se hace descender la temperatura de un gas de hidrocarburo, la presión de su vapor disminuye hasta que alcanza un punto en que dicha presión se hace igual a la atmosférica o muy próxima a ella, “completamente refrigerado” quiere decir que la carga de gas licuado se transporta a la presión atmosférica y a su temperatura de ebullición correspondiente. Esta temperatura puede variar con la composición de la carga, desde -5 °C para el butano, -162 °C para el metano, siendo esta temperatura tan baja que imprime el carácter particular más influyente en el transporte y en el proyecto del equipo de manipulación de la carga de este tipo de buque.

A bajas temperaturas muchos materiales de ingeniería, incluyendo los aceros normales empleados en la construcción de buques, se vuelven frágiles y susceptibles de sufrir fracturas graves. La carga de gas licuado refrigerado debe, por consiguiente, estar aislada de la estructura del casco y contenida en un material adecuado para la baja temperatura. Este recipiente, llamado “primera barrera” es normalmente metálico y forma un tanque independiente o un forro de membrana con formas apropiadas para conseguir la mayor utilización de los espacios de carga del casco. El calor transmitido desde el exterior de la carga tenderá a vaporizar o a transformar la carga en vapor haciéndola hervir, esta ebullición debe ser reducida a cantidades admisibles disponiendo una capa de aislamiento entre la barrera primaria y el casco del buque. El aislamiento puede estar dispuesto para soportar la barrera primaria, actuando al mismo tiempo como recipiente temporal de gas licuado en caso de que haya fugas procedentes de la barrera primaria. El sistema instalado como recipiente temporal de fugas del cargamento se denomina la barrera secundaria.

Aunque el sistema de aislamiento limita la cantidad de vapor que se forma por ebullición, ésta no puede eliminarse por completo. Para cargas de gaseros es corriente disponer de una planta de relicuación a bordo para licuar de nuevo el producto de la ebullición y devolverlo a los tanques de carga. Para el GNL, normalmente no es una solución económica volverlo a licuar, de modo que también se utiliza como combustible de la maquinaria principal del buque.

Durante la carga cualquier exceso de gas que se forme en los tanques de carga se devuelve a tierra a los tanques de almacenamiento o bien a un sistema de relicuación.

El sistema de manejo del gas licuado consta de tanques de carga, tubería y maquinaria de manipulación de la carga, éste forma un sistema cerrado integral el cual elimina todo el aire del sistema de carga y permanece lleno de gas licuado y vapor de hidrocarburos, sólo es necesario desgasificar el sistema de carga por exigencia de mantenimiento e inspección. Antes que un buque entre en servicio de carga, se acostumbra expulsar todo el aire y el vapor de agua que contiene, purgando previamente con un gas inerte. Del mismo modo, mientras está en servicio, se tiene gran cuidado en asegurar que el aire este excluido del sistema de gas licuado. Esto se consigue en la mar manteniendo una ligera presión positiva en el sistema de carga y dentro de los tanques de carga. Durante la descarga se reemplaza el líquido desplazado por vapor de la misma carga procedente de tierra al estar el buque atracado, o bien de los medios de abordó.

Como ya se ha indicado, los aceros del casco del buque no son apropiados para trabajar por largos periodos de tiempo a temperaturas extremadamente bajas. Es importante por tanto, disponer de algún aviso en caso de que se deteriore localmente el sistema de aislamiento. Esto se consigue mediante un control automático de las zonas críticas del buque con algún tipo de sensores térmicos con indicación a distancia en el sitio conveniente. Para recibir este aviso de que hay fugas de la carga por la barrera primaria se puede hacer circular gas inerte entre las barreras primaria y secundaria y controlar automáticamente la presencia de hidrocarburos en el gas inerte, empleando para esto un gas inerte seco. No solamente se evita la inflamabilidad en este espacio sino que también se mantiene libre de corrosión en la parte exterior de la barrera primaria.

El método completamente refrigerado constituye con frecuencia la forma más económica de transporte de gases licuados, especialmente si la capacidad de carga del buque que se requiere es grande y los terminales de almacenamiento del gas en la carga y en la descarga son también completamente refrigerados.

1.2. Historia de los buques metaneros.

El primer intento de transporte de gas natural licuado fue desde la costa este de U.S.A. hasta Chicago en una gabarra de 6.000 m³ equipada con un tanque en línea, pero este proyecto no prosperó porque el GNL en directo contacto con la balsa causó irreparables daños.

Fue hasta 1959 después de un estudio de factibilidad económico positivo, mandó a construir el primer barco para el transporte de GNL. Se le llamó el “Methane Pioneer” y le fueron instalados unos tanques de aleaciones de aluminio aislado con madera laminada. La capacidad era de 5000 m³ y su primer embarque de GNL fue desde Lake Charles, Lousiana, a Convey Island, Inglaterra.

Estas operaciones fueron rápidamente desarrolladas para el ordenamiento de construcción de dos barcos de 27.500 m³ cada uno para llevar GNL desde el puerto Argelino de Arzew hasta el Terminal de Convey Island, Inglaterra. Sus nombres fueron el “Methane Princess” y el “Methane Progress”.

Francia también le tomó importancia al gas natural y varias compañías entre ellas “Gas de Francia” propusieron la construcción de un buque para la importación de gas natural desde Argelia hasta Francia, fue el “Beauvais”, un barco de estudio al que se le probaron varios tipos de tanques y equipos con el objetivo de determinar la factibilidad de sistemas y técnicas de maniobrabilidad. El resultado de estos test, fue un barco de 25.000 m³ llamado “Jules Verne”, el cual transporta el GNL en tanques esféricos, entrando en servicio el año 1965.



Figura Nº1.5. Buque GNL con estanques esféricos.

Estos tres barcos, que iniciaron su tráfico en 1964-1965, fueron dotados de tanques autosoportantes de paredes gruesas e independientes del casco del buque y contruidos con materiales a base de aleaciones de aluminio al 9 % de níquel.

Se pasó de los 25.000 m³ que transportaban los primeros buques a los 71.500 m³ del "Polar Alaska", que entro a servir la línea Alaska- Japón en 1970.

El "Polar Alaska" y su gemelo el " Artic Tokio" representaron un paso importante en cuanto a la construcción de buques de mayor capacidad y en cuanto a nuevas técnicas de construcción en forma de depósitos de membranas muy finas de 0,5 mm. de espesor cada una.

A la primera cadena construida a finales de 1964 (Argelia-Gran Bretaña y Argelia-Francia) siguió en 1969, la segunda con el tráfico Alaska-Japón. Y la tercera Libia-Italia servida por el "Geomitra" y el "Genova" de 77.000 m³ cada uno y Libia-España, realizada por el "Laieta" de 40.000 m³ que comenzó sus servicios en 1970.

En 1973 entraron en servicio las rutas Skikda – Fos Marcella, por los barcos franceses "Descartes" y "Euclides" y la línea Borneo (Brunei y Japón). La otra línea es la de Canadá (melville Island a la Costa Este de EE.UU.) Con dos barcos de 140.000 m³ cada uno.

Otra Línea, quizás la más importante que desde 1980 está en servicio es la Argelia-EE. UU., que está servida por la serie de metaneros de propiedad de " El paso Gas Company" de Houston; ellos son "El paso Paul Kayser", "El paso Consolidated" , "El paso Sons – Trach", "El paso Southern", "El paso Arzew" y "El paso Howard Boy" de 125.000m³ cada uno.

Otros barcos metaneros son el "Gorila" de 75.000m³, el "Norman Lady" de 87.000 m³ y el "Methania" de 131.000 m³.

Actualmente se encuentran en construcción dos buques GNL de 154,000 m³ para "Gaz de France" con propulsión dual-diesel-eléctrica.

CAPITULO II

2. EL TRANSPORTE DE GNL

2.1. General

Los barcos que transportan GNL tienen diseños que se asemejan a los barcos usados para el transporte de líquidos a granel, tales como los buques tanqueros quimiqueros y los buques tanqueros de petróleo. Los tanqueros de químicos llevan su carga más peligrosa en tanques centrales, mientras que cargas menos peligrosas pueden ser embarcadas en los estanques laterales (wing tank). Los tanqueros de petróleo están contruidos con estanques de lastre laterales (wing tank) y dobles fondos (bottom tanks), ubicados de tal manera que dan protección a la carga. El objetivo en ambos casos es prevenir el derrame de carga peligrosa en caso de una colisión grave, este mismo principio es aplicado en el transporte de gas licuado.

Lo más importante en el transporte de gas licuado es mantener una presión positiva dentro de los tanques de carga para prevenir la entrada de aire. Esto permite que solamente líquido de carga y sus vapores estén presentes dentro los tanques de carga, y de esta forma evitar atmósferas inflamables que podrían explotar. Además todo transporte de gas utiliza sistemas de cargas herméticos, que cuando están cargando o descargando no ventilan vapores de la carga a la atmósfera. El cargamento de GNL se hace con retorno de vapores entre el barco y el Terminal en tierra. En el cargamento de LPG, el desplazamiento de vapores a tierra no siempre se hace, ya que se emplea la planta de relicuación para retener los vapores a bordo del buque.

El transporte de gas debe cumplir con los estándares internacionales de la OMI en lo que se refiere a códigos de gas, y con todos los requerimientos de seguridad y polución comunes a todos los otros barcos. Los códigos son fundamentales para dar cumplimiento en forma práctica al programa legislativo de OMI. La importancia de la seguridad está en los códigos de gas aplicados a los barcos ya que han servido de mucha ayuda en la prevención de accidentes

2.2. Regulaciones internacionales y nacionales para el transporte de GNL.

Las actividades de transporte marítimo son de interés internacional y el foro internacional para las materias marítimas es la organización marítima internacional (OMI).

En el seno de la OMI, se han elaborado una serie de convenios internacionales y códigos para buques, tales como SOLAS 74, MARPOL 73/78 y SCTW 95.

- ✓ SOLAS 1974, es la convención internacional para la seguridad de la vida humana en el mar.
- ✓ MARPOL 73/78, es la convención internacional para prevenir la contaminación por los buques.
- ✓ SCTW 1995, es el convenio de formación, titulación y guardias para la gente de mar.

Los países que son “Partes” en los mencionados instrumentos internacionales, han incorporado los requerimientos de esos convenios en sus respectivas legislaciones nacionales.

Todos los buques tanque para transportar gases licuados a granel y su personal están afectados por SOLAS 1974, MARPOL 73/78 y SCTW 95, a través de sus propias leyes nacionales o a través de las leyes de los estados rectores del puerto.

Todos los buques tanque para el transporte de gases licuados a granel deben tener a bordo un sistema de gestión de seguridad en cumplimiento con el código de gestión (International Safety Management Code, ISM).

2.3. Códigos de la OMI para el transporte de gas licuado.

Para los buques tanque que transportan gases licuados a granel, dentro de las consideraciones de diseño, se deben tener presente algunas otras consideraciones adicionales, debido a las características de la carga a transportar, ya sea explosividad, toxicidad, baja temperatura, etc. Para ello la OMI ha desarrollado los códigos para estos buques:

- ✓ Código para la construcción y el equipo de buques existentes que transportan gases licuados a granel (construidos antes de 1976).
- ✓ Código para la construcción y el equipo de buques que transportan gases licuados a granel (The gas Carrier Code For Ships 1976-1986).
- ✓ Código internacional para la construcción y el equipo de buques que transportan gases licuados a granel (IGC Code). Este código es obligatorio bajo la previsión del capítulo VII del convenio SOLAS 1974, y es aplicable a todos los buques cuya quilla este puesta al 1 julio 1986 y todos los buques gaseros que se construyan después de esta fecha.

Los códigos recomiendan criterios de diseño apropiados, estándares de construcción y otras medidas de seguridad para los buques que transportan gases licuados a granel y otras ciertas sustancias.

Las “otras ciertas sustancias” no están definidas como gases licuados, pero por sus características, se transportan a granel en buques tanques para gas licuado y se encuentran en los listados de cargas que se pueden transportar que aparece en el capítulo 19 del Código.

De acuerdo al año de construcción, los buques tanque que transportan gases licuados a granel, deben cumplir con uno de estos códigos, a través de sus leyes nacionales o a través de las leyes del estado rector del puerto. Las autoridades del estado rector del puerto pueden verificar el cumplimiento de los convenios OMI y los códigos.

En todos los códigos se establece que el buque queda sujeto a: inspecciones; certificado de aptitud e inspecciones del estado rector del puerto.

Si el buque fue construido para el transporte de gases licuados y químicos a granel deberá cumplir con los requerimientos de ambos códigos, el de gas y el de químicos.

2.4. Inspecciones y certificados.

Los requerimientos sobre la estructura del buque de SOLAS 1974, se certifican mediante el Certificado de Seguridad de Construcción y los requerimientos sobre equipos, se certifican mediante el Certificado de Seguridad del Equipo y el Certificado de Seguridad de Radio.

Todos los buques tanque para el transporte de gases licuados a granel que cumplen con los requerimientos sobre su estructura, equipo, disposición y material están contempladas en los Códigos para buques gaseros, son certificados mediante el Certificado de Aptitud para transporte de gases licuados a granel.

Todos los buques tanque para el transporte de gases licuados a granel que también cumplen con los requerimientos del Código para buques tanque quimiqueros en adición al Certificado de Aptitud para el transporte de gases licuados a granel, poseen la respectiva acreditación mediante el Certificado de Aptitud para el transporte de químicos a granel.

Los requerimientos en cuanto a construcción y equipo de MARPOL 73/78, se certifican mediante Certificado Internacional para la Prevención de la Contaminación por Hidrocarburos (IOPP) con su cuadernillo A.

En el caso que un buque gasero transporte productos petrolíferos a granel, debe adicionarse un cuadernillo B al certificado IOPP.

El estado de bandera del buque tiene la responsabilidad de inspeccionar el buque y de emitir sus certificados, a través de inspectores propios o delegando esta responsabilidad a entidades reconocidas para que actúen en su representación.

El capitán es responsable de mantener los certificados vigentes respecto a sus inspecciones anuales y/o intermedias y de gestionar la presencia de inspectores antes de la expiración de cada uno de sus certificados.

2.5. Diseño del buque y contención de la carga.

2.5.1. Requerimientos de construcción y equipo.

Un buque tanque gaseros es muy similar a un buque tanque petrolero convencional. Sin embargo, la gran diferencia está en la contención de la carga y su ingreso a la estructura del buque requiere mayor seguridad, debido a la necesidad de transportar la carga a una cierta presión y temperatura, o bien a una combinación de ambas.

Los buques tanque gaseros diseñados para cargas presurizadas se pueden identificar fácilmente, por lo general, sus tanques cilíndricos y esféricos se proyectan por sobre la cubierta. De igual forma, buques tanque gaseros diseñados para transportar su carga a presión atmosférica en tanques prismáticos, no son fácilmente distinguibles de los buques tanque petroleros, a no ser debido a su forma o a su franco bordo, que es significativamente mayor debido a que la carga a transportar tiene densidades relativamente más bajas.

Algunas de las consideraciones que se deben tomar para el diseño de estos buques son:

- ✓ Tipo de la carga a transportar.
- ✓ Condiciones de transporte (totalmente refrigerado, presurizado, semi-refrigerado).
- ✓ Tipo de comercio, el que a su vez determina el grado de flexibilidad en el manejo de la carga requerida por el buque.
- ✓ Instalaciones disponibles en el terminal.

Los códigos OMI establecen los estándares internacionales para el diseño, construcción y el equipo de los buques tanque para el transporte de gases licuados a granel para minimizar los riesgos para el buque, su tripulación y el medio ambiente.

En el capítulo 19 de los códigos se encuentra un resumen de las prescripciones mínimas para los buques que transportan gases licuados a granel y otras ciertas sustancias.

En el capítulo 19 se encuentra:

- ✓ Todos los productos que se pueden transportar en buques gaseros.
- ✓ Los números de identificación que otorgan las Naciones Unidas para dichos productos.
- ✓ Los requerimientos mínimos del tipo de buque.
- ✓ Las cargas que requieren de estanques independientes tipo C.
- ✓ Las cargas que requieren un control ambiental especial.
- ✓ Los requerimientos para la detección de vapores.
- ✓ Los requerimientos de los tipos de medidores.
- ✓ Los requerimientos especiales, adicionales a los requerimientos adicionales.

2.5.2. Disposición del buque.

La zona de carga debe estar completamente segregada de las otras partes del buque y los sistemas de manejo de la carga deben estar completamente separados de los espacios de la habitabilidad, espacios de máquinas y otros espacios con la denominación de "seguro de gas".

En un gasero se establecen tres tipos de zonas:

- a) **Zona con peligro de gas:** es toda la zona donde se encuentra el sistema de contención de la carga, sus cañerías y válvulas. Comprende toda la cubierta a lo largo de la eslora hasta 3 m a proa y a popa de las áreas de carga, la manga de los sistemas mencionados hasta 3 m de cualquiera de ellos, con una altura de 2,4 metros. Los espacios cerrados o semi-cerrados por los cuales pasen tuberías del sistema de carga serán considerados zona con peligro de gas; un espacio que está dotado de un equipo de detección de gas de tipo aprobado o un espacio en el cual los vapores de la carga se utilicen como combustible, aprobado por la administración, no será considerado como un espacio con peligro de gas en este contexto. Los espacios cerrados o semi-cerrados en que se guarden los flexibles que se utilizan para el manejo de la carga y cualquier espacio cerrado o semi-cerrado que tenga una comunicación abierta hacia cualquier zona o espacio con peligro de gas también será considerado zona con peligro de gas.
- b) **Espacios con peligro de gas:** son los espacios en el área de la carga que no están dispuestos o equipados de una manera aprobada para asegurar que su

atmósfera se mantendrá en todo momento en una condición libre de gas. En general, los espacios son los talleres, armarios, pañoles, sala de bombas y sala de compresores, ubicados dentro de la zona con peligro de gas o que tengan en su interior tuberías del sistema de carga y los void space que rodean a los tanques de carga.

c) Zonas y espacios seguros de gas: la zona de alojamientos, la sala de máquinas, la sala de control y sala de motores eléctricos se consideran espacios seguros de gas.

Las entradas de aire para la habitabilidad, servicios y la sala de máquinas se ubicarán lejos de cualquier ventilación de la zona de carga y poseerán sistemas de cierre herméticos.

Los accesos de la zona peligrosa de gas sobre la cubierta principal hacia una zona o espacio libre de gas deben estar dotados de un sistema de esclusas de aire con presión positiva, puertas auto cerrantes con alarmas auditivas y visuales.

En un buque tanque gaseros no se permite la instalación de una sala de bombas, ni el tendido de cañerías de carga bajo la cubierta. Las tuberías de carga que deben ingresar al tanque deben hacerlo por el domo.

Cuando se posee una planta de relicuado, la sala de compresores, que es una zona con peligro de gas, debe estar separada de la sala de motores eléctricos, que es un espacio seguro de gas, mediante un mamparo hermético y sellos mecánicos e hidráulicos en los ejes que traspasan dicho mamparo.

La sala de compresores debe mantenerse con ventilación tal que mantenga una presión levemente inferior a la atmosférica mientras que la sala de motores eléctricos se mantendrá con una presión levemente superior a la atmosférica con esclusas de aire y alarmas que impidan que pierda esta sobrepresión. Normalmente se instala un sistema que impide que los motores eléctricos tengan partida si no existe esta sobrepresión en la sala.

Los motores de los ventiladores de las salas de control, salas de compresores, salas de motores y cualquier otro espacio ubicado en las zonas con peligro de gas, deben estar

ubicados al exterior de las tuberías de ventilación, deben ser del tipo anti-chispa y un repuesto para cada uno de ellos debe estar disponible permanentemente a bordo.

En las aberturas exteriores de las tuberías de ventilación deben instalarse mallas protectoras (mata llamas) de no más de 13 mm.

2.6. Estanques para metaneros.

El Código OMI (IGC Code) identifica cinco tipos diferentes de sistemas de contención de carga para buques que transportan gases licuados a granel.

- 1) Tanques independientes
- 2) Tanques de membrana
- 3) Tanques de semi-membrana.
- 4) Tanques integrales.
- 5) Tanques con aislamiento interno.

Los tipos independientes y de membrana de contención son los de mayor importancia, y la mayoría de los transportes de gas licuado construidos hasta ahora utilizan uno u otro de estos dos tipos.

2.6.1. Tipos de tanque independiente.

Estos tipos de tanques son completamente independientes, no forman parte del casco del barco y no contribuyen a su resistencia. Dependiendo principalmente de la presión de diseño, existen tres tipos diferentes de tanques independientes para transporte de gas, los que se llaman tipo A, B y C.

a) Tanques independientes tipo A.

Los tanques independientes tipo A se construyen principalmente de superficies planas. La máxima presión de diseño permisible del espacio de vapor dentro del tanque de carga en este tipo de sistema es, según el código, 0,7 bar, esto significa que las cargas deben transportarse en condición totalmente refrigerada a la presión atmosférica o muy cercana a ella (normalmente por debajo de los 0.25 bar). Este es un tanque prismático independiente que requiere de un refuerzo interno convencional. Los esfuerzos que pueden afectar los tanques tipo A no pueden ser determinados con tanta precisión

como en un tanque para el transporte de carga presurizada, por lo tanto, para poder garantizar la seguridad en el caso de una fuga del tanque de carga, se requiere de un sistema secundario de contención para proteger el casco del barco contra las bajas temperaturas. Este sistema secundario de contención se conoce como barrera secundaria y es una característica de todos los buques con tanques independientes tipo A capaces de transportar cargas a temperaturas por debajo de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Para un típico transporte de LPG totalmente refrigerado (el que no llevará cargas a una temperatura menor de $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$), la barrera secundaria debe ser una barrera completa, capaz de recibir todo el volumen del estanque a un ángulo definido de inclinación y puede formar parte del casco de la nave. Cualquier barrera secundaria debe poder contener las fugas de la primera barrera del tanque por un periodo de 15 días.

El espacio entre el tanque principal (algunas veces conocido como la barrera principal), y la barrera secundaria, se conoce como el espacio de bodega o void space. Cuando se transportan cargas inflamables, estos espacios deben llenarse con gas inerte para prevenir la creación de una atmósfera inflamable en el caso de ocurrir fugas de la barrera principal del tanque de carga.

Debido a que el estanque es autosoportante y por problemas relacionados con la expansión y contracción térmica, el domo debe quedar flotando libremente en la abertura hacia cubierta. Para prevenir la entrada de agua a los void space, se utiliza un sello flexible de neopren en cubierta.

Internamente, y con el objeto de reducir los efectos de superficies libres, los estanques se dividen en dos partes mediante un mamparo longitudinal central en cuya base hay una válvula de comunicación que es accionada desde la cubierta

Se puede aplicar aislamiento térmico ya sea al exterior del tanque principal o al casco interior.

b) Tanques independientes tipo B.

Los tanques independientes tipo B se pueden construir ya sea de superficies planas o tipo recipiente a presión. Este tipo de sistema de contención está sujeto a un análisis de refuerzos más preciso que el sistema de estanque independiente tipo A. Dicho análisis debe incluir el de fatiga y el de propagación de grietas. Debido a estos factores de

diseño, un tanque independiente tipo B requiere sólo de una barrera secundaria parcial, la que consiste generalmente de una bandeja de goteo y una barrera de salpicadura. Los tanques esféricos son típicos tanques independientes tipo B, como se muestra en la figura N°2.10. El espacio de bodega en este diseño se llena normalmente de gas inerte seco. Un domo protector de acero cubre la barrera principal por sobre el nivel de la cubierta y se aplica aislante a la parte exterior de la superficie de la barrera principal. Los tanques independientes tipo B de forma prismática están en servicio con LPG y se están desarrollando para el servicio de GNL (Ver figura N°2.1). Donde se usa la forma prismática para tanques de carga, la máxima presión de diseño del espacio de vapor para los tanques tipo B es de 0,7 bar g.

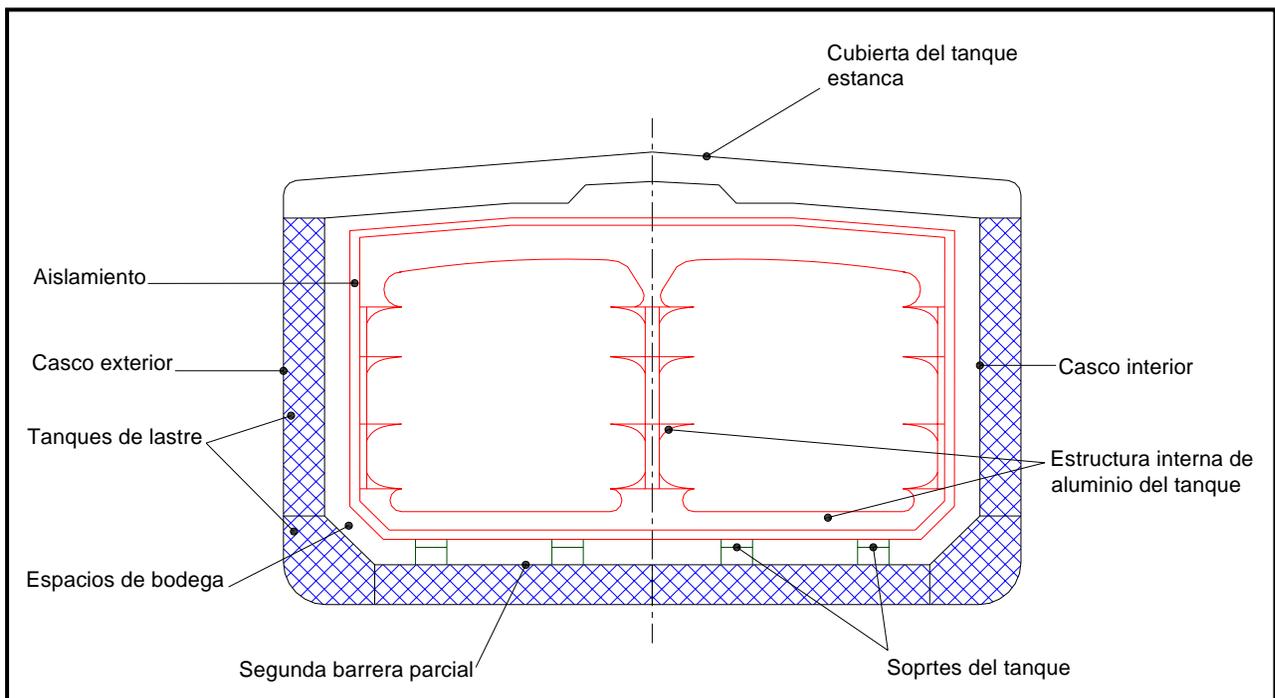


Figura N°2.1. Sistema de estanque prismático independiente tipo "B"

c) Tanques independientes tipo C.

Los tanques independientes tipo C son recipientes de presión, normalmente esféricos o cilíndricos con presiones de vapor de diseño superiores a 2 bar g. Los recipientes cilíndricos se pueden montar ya sea vertical u horizontalmente. Este tipo de sistemas de contención se usa siempre en los transportes de gas líquido semi-refrigerado y totalmente presurizado, se usa también para transporte totalmente refrigerado, siempre que sean construidos con aceros adecuados para soportar bajas temperaturas.

Los tanques tipo C son diseñados y construidos conforme a los códigos de recipientes convencionales de presión y como resultado, pueden ser sujetos a análisis precisos de esfuerzos. Además, los esfuerzos de diseño se mantienen razonablemente bajos, de manera que, donde se usa este tipo de sistema, no se requiere de una barrera secundaria y se puede llenar el espacio de bodega ya sea con gas inerte o aire seco.

En el caso de un barco típico totalmente presurizado, los tanques se pueden diseñar para una máxima presión de trabajo de 17 bar o más (ver figura N°2.2). Para un barco semi-presurizado, totalmente refrigerado, los tanques de carga y equipo relacionado se diseñan para una presión de trabajo de aproximadamente 5 a 7 bar y un vacío del 50% de la presión positiva de diseño. Los aceros del tanque son típicamente capaces de resistir temperaturas de transporte de $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$ para el GLP y $-103\text{ }^{\circ}\text{C}$ para etileno y LPG.

La figura N°2.2 muestra los tanques independientes tipo C en un típico transporte de gas totalmente presurizado. Con una distribución como esta, existe un empleo relativamente malo del volumen del casco, sin embargo, esto se puede mejorar mediante el uso de recipientes de presión transversales o tanques tipo lóbulo que se afinan en el extremo de proa del barco. Esta es una distribución común en los barcos semi-presurizados, totalmente refrigerados, como se indica en la figura N°2.3.

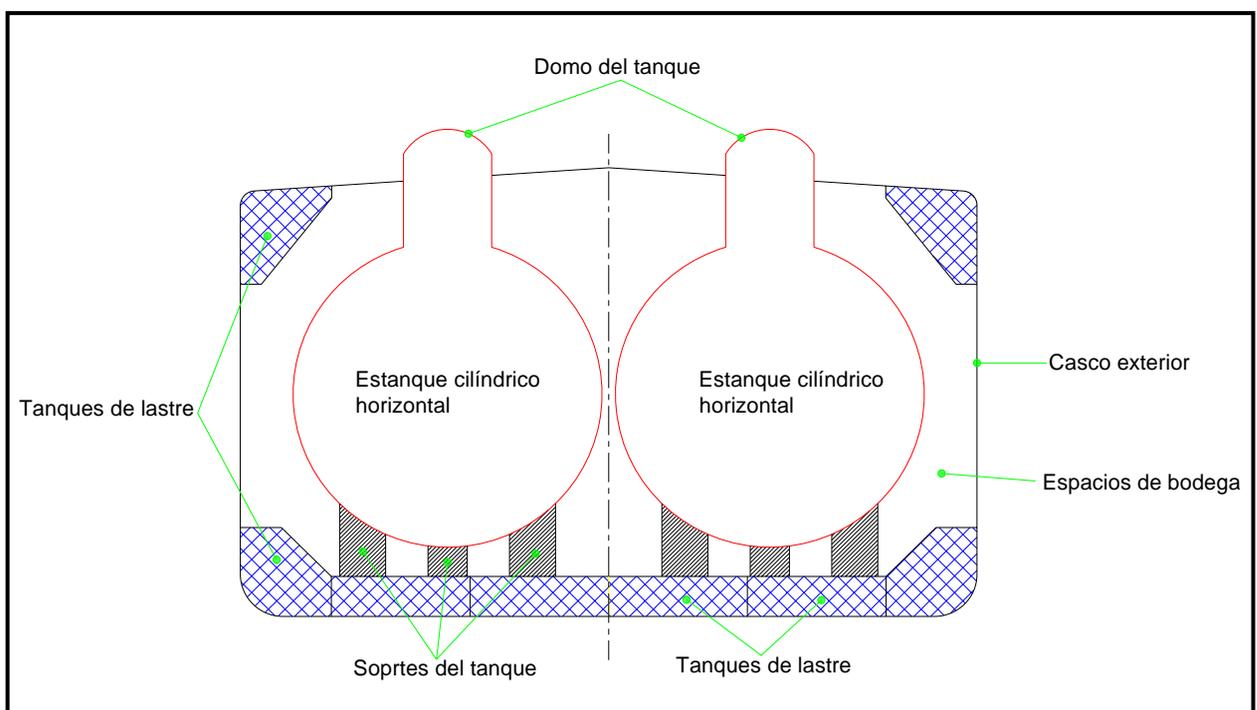


Figura N°2.2. Sistema de estancamiento independiente tipo "C" para buques gaseros totalmente presurizados.

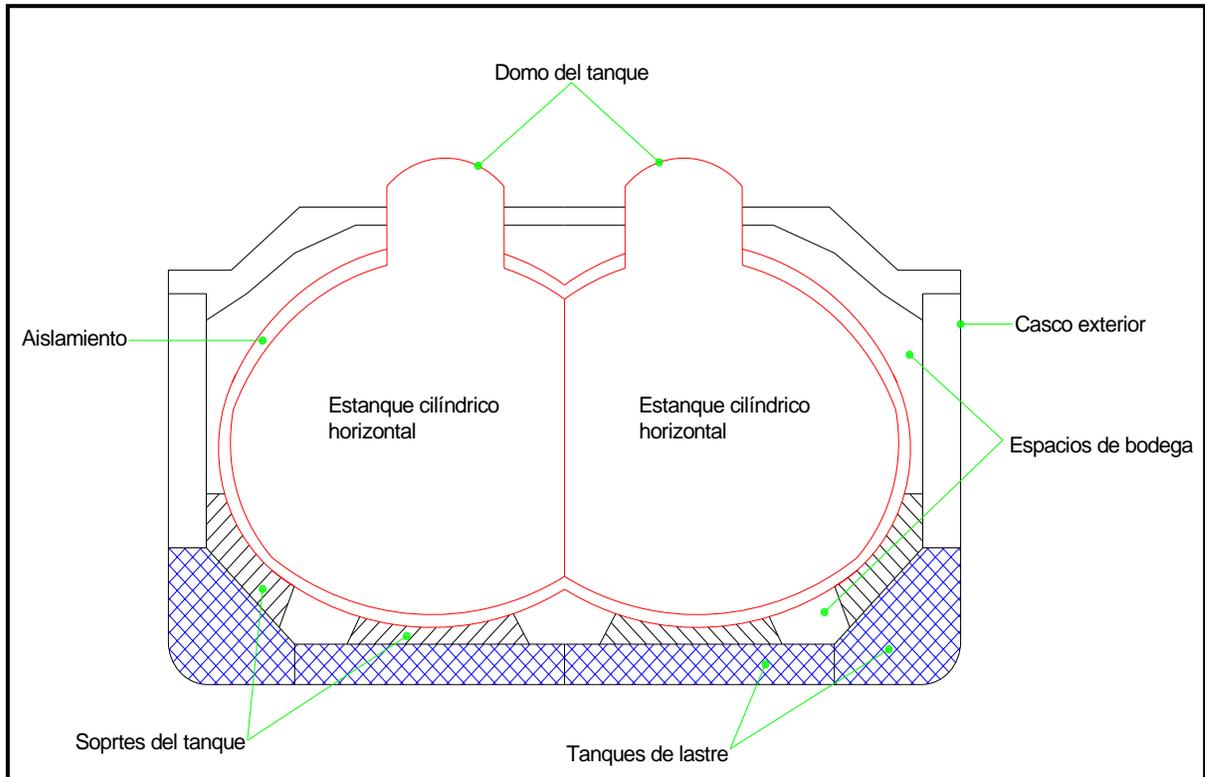


Figura N°2.3. Sistema de estanque independiente tipo "C" para buques semi-presurizados, semi-refrigerados.

2.6.2. El sistema de estanque de membrana.

El concepto del sistema de membrana de contención de carga está basado en barreras muy delgadas (tipo membranas) que son soportadas a través del aislante por el casco interior del barco (ver figura N°2.4).

No son independientes como aquellos sistemas descritos de la sección anterior en el sentido de que el casco interior del buque forma parte de la estructura de soporte de la carga. Los sistemas de contención de membrana deben estar provistos siempre con una barrera secundaria completa para garantizar la integridad total del sistema de contención de carga en caso de fugas de la barrera principal. La membrana está diseñada de tal forma que la expansión o contracción térmica, o de otra naturaleza, se compensa sin un esfuerzo indebido de la membrana misma. Existen dos tipos principales de sistema de membrana en uso común, ambos llamados como las compañías que lo diseñaron y utilizados principalmente para el transporte de GNL.

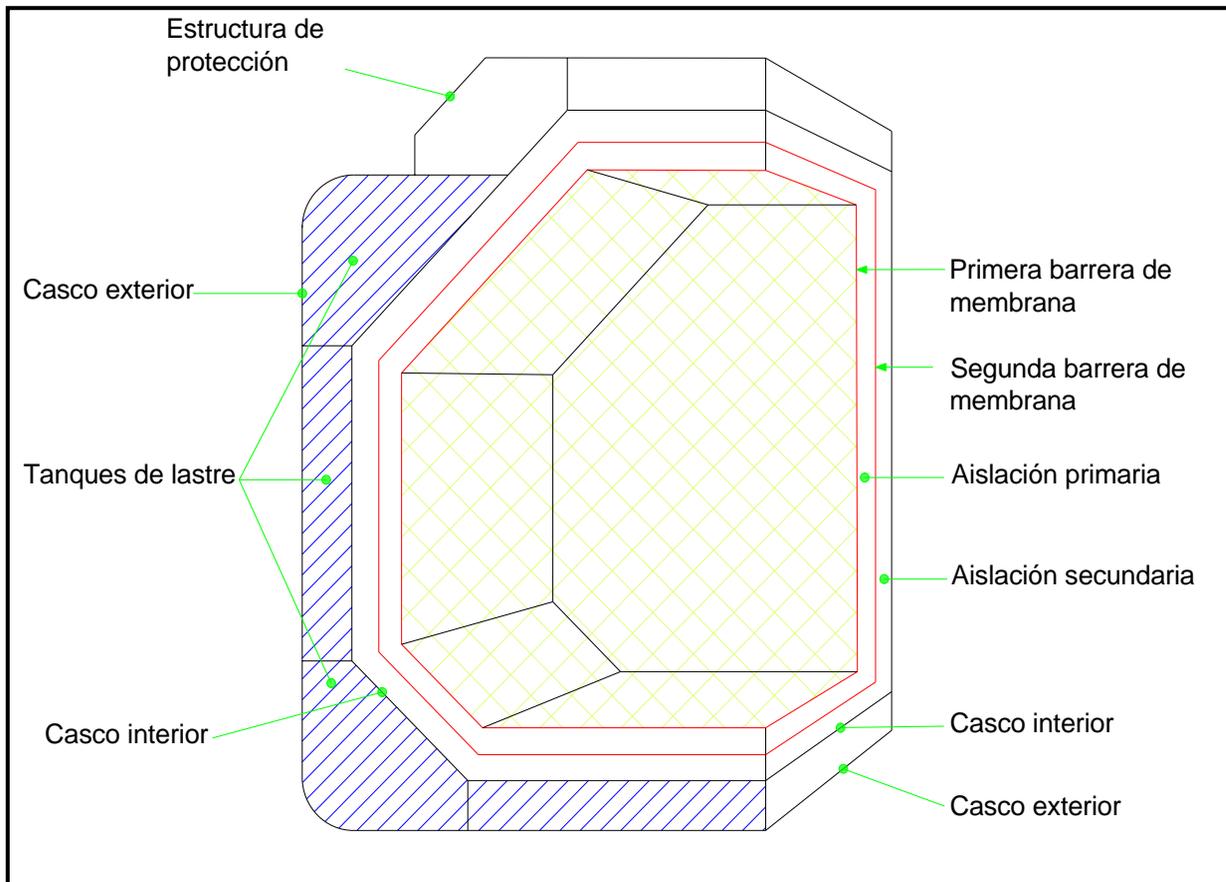


Figura Nº2.4.Sistema de estanque de membrana.

2.6.3. Tanques de semi-membrana.

El concepto de semi-membranas es una variación del sistema de membrana. La barrera principal es mucho más gruesa que la del sistema de estanque de membrana, con los lados planos y grandes radios de empalme en las esquinas. El tanque es autoestable cuando está vacío, pero no cuando está cargado, condición en que las presiones del líquido (hidrostáticas) y de vapor sobre la barrera principal, son transmitidas a través del aislante hacia el casco interior del buque, como en el caso del sistema de membrana. Los ángulos y esquinas están diseñados para amoldarse a la expansión y a la contracción térmica.

Los tanques semi-membrana se desarrollaron originalmente para el transporte de GNL, sin embargo, no se ha construido todavía un transporte de GNL de tamaño comercial con este diseño. Sin embargo, el sistema ha sido adaptado para ajustarse al transporte de LPG y en años recientes se han entregado varios transportes de LPG totalmente refrigerados, de construcción japonesa, conforme a este diseño.

2.6.4. Tanques integrales.

Los Códigos OMI establecen que los tanques integrales forman una parte estructural del casco del barco y están influenciados en la misma manera, y por las mismas cargas que someten a esfuerzos la estructura del casco. Establecen además que los tanques integrales no son permitidos normalmente si la temperatura de la carga es inferior a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ciertos tanques de este tipo en un número limitado de buques LPG, de fabricación japonesa, son del tipo integral.

2.6.5. Tanques de aislamiento interno.

Algunas veces llamados tanques integrales, los tanques aislados internamente son en realidad un sistema de tanque integral que emplea materiales aislantes fijados a las planchas del casco interior del barco o una superficie independiente que soporta y aísla la carga. El sistema no autoestable hace obvia la necesidad de un tanque independiente y permite transportar cargas totalmente refrigeradas a temperaturas menores de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Se han incorporado sistemas de tanques de aislamiento interno en un número muy limitado de transportes de LPG totalmente refrigerados, pero el concepto ha resultado insatisfactorio en la práctica.

2.7. Materiales empleados en la construcción de estanques para metaneros.

Los materiales que se emplean para los tanques a bordo de los buques, a temperaturas criogénicas, son:

- I. Aceros austeníticos inoxidables.
- II. Las aleaciones de magnesio y aluminio.
- III. INVAR (Acero al 36% de níquel).
- IV. Acero al 9% de níquel.

I. Aceros austeníticos inoxidables.

Una aleación de acero con níquel y cromo se denomina austenítico cuando existe una estructura estable a la temperatura ambiente. Tiene mucha mayor resistencia que las aleaciones de acero al cromo ferríticas o martensíticas.

Se añade molibdeno, con el fin de mejorar la resistencia al ataque de ácido sulfúrico y a los iones de cloro.

II. Aleaciones de magnesio y aluminio.

La aleación templada que contiene 4,5% de magnesio y 0,8% de manganeso se emplea mucho en espesores de plancha de unos 70 mm. Las aleaciones de magnesio y aluminio son bien conocidas por su soldabilidad y gran resistencia a la corrosión. Sin embargo, las propiedades mecánicas de la zona próxima a la soldadura son algo pobres en comparación con las del conjunto del material.

El aluminio tiene una gran afinidad con el oxígeno y el nitrógeno, por lo tanto, al efectuarse la soldadura, deben tomarse precauciones especiales para evitar la absorción de estos elementos por el aluminio líquido, asimismo debe evitarse la presencia de cualquier vapor de agua. De aquí que deba aplicarse una atmósfera protectora.

III. INVAR.

La aleación INVAR es una aleación de acero con un 36% de níquel, cuya composición está ajustada a fin de conseguir un bajo coeficiente de dilatación térmica entre las temperaturas ambiente y criogénicas (-163°C en el caso del GNL), lo que reduce mucho las contracciones térmicas que se producen al cargar en los depósitos o tanques de GNL, evitándose así las peligrosas tensiones internas.

Ésta aleación es especialmente útil a temperaturas criogénicas; posee buenas propiedades mecánicas (el límite elástico es de 55 bares, a -162°C), buena ductibilidad y no experimenta fragilidad. La permanencia durante periodos prolongados a temperaturas tan bajas como las de el nitrógeno (N₂) líquido (-192°C a presión atmosférica) no influye en sus características.

Actualmente la soldadura por resistencia o por el procedimiento TIG, con metal de aportación o sin él, no presenta ningún problema y casi todas las operaciones de soldadura de los depósitos se realizan de forma totalmente automática, lo que permite conseguir una buena uniformidad y facilita el control.

Gracias a la resistencia a la corrosión del níquel, INVAR tiene también una resistencia aceptable al ataque corrosivo. En los tanques de membrana de los buques para GNL construidos con INVAR, es factible un espesor de pared de 0,5 mm a 2,0 mm.

IV. Acero al 9% de níquel.

En el acero con aleación al 9% de níquel, la resistencia aumenta, el valor de la deformación relativa y de la fragilidad en frío, también aumentan. Añadiendo níquel se obtiene una estructura de granos finos, que es la responsable de las pequeñas diferencias de las propiedades mecánicas en las direcciones longitudinales y transversales bajo deformación unilateral.

Sin embargo, para la aplicación a los tanques, a temperaturas criogénicas, son necesarios espesores de 20 a 30 milímetros.

2.8. Requerimientos de los estanques de carga para GNL.

Los requerimientos mínimos con los que debe cumplir un sistema de contención de GNL son las siguientes:

- ✓ Debe estar dirigido por el Código Internacional de Gaseros (IGC Code) que es obligatorio por el convenio SOLAS 1974 capítulo VII.
- ✓ Necesita resistir temperaturas por debajo de -162 °C.
- ✓ La carga es de un único tipo.
- ✓ La segunda barrera debe ser capaz de resistir un escape de la barrera primaria por 15 días.
- ✓ El aislamiento de los tanques deberá proporcionar mínimas evaporaciones de gas.

2.9. Aislamiento del tanque de carga.

Debe adaptarse aislamiento térmico a los tanques de carga refrigerada por las siguientes razones.

- ✓ Para minimizar el flujo de calor hacia los tanques de carga y así reducir la vaporización.
- ✓ Para proteger de los efectos de las bajas temperaturas la estructura general del barco, sobre todo alrededor de los tanques de carga.

Para uso a bordo de buques gaseros refrigerados, los materiales aislantes deben poseer principalmente las siguientes características:

- ✓ Baja conductividad térmica.
- ✓ No inflamables o de auto-extinción.
- ✓ Capacidad de soportar cargas.
- ✓ Capacidad para resistir daño mecánico.
- ✓ Liviano.
- ✓ El material no debe ser afectado por el líquido o vapor de la carga.

Las propiedades selladoras del material aislante para prevenir el ingreso de agua o de vapor de agua son muy importantes. No sólo el ingreso de humedad puede resultar en pérdida de eficiencia del aislante, sino que la progresiva condensación y congelación originaría un gran daño al aislamiento, por lo tanto deben conservarse las mínimas condiciones de humedad en los espacios de bodega.

La tabla muestra los materiales usados normalmente para aislamiento en la construcción de un buque gasero, junto con valores aproximados de sus conductividades térmicas a 10 °C, dados en Watts/m²*K.

MATERIAL	FORMA DE USO	CONDUCTIVIDAD
Poliuretano	Pre-formado rociado o espumado	0.02-0.03
Lana mineral	Láminas o rollos	0.03
Madera de balsa	En diseños del sistema de contención de GNL	0.05
Perlita	General	0.04
Poliestireno	General	0.036

Tabla N°4. Materiales aislantes para estanques GNL.

Se puede aplicar aislante térmico a varias superficies, dependiendo del diseño del sistema de contención. Para los sistemas de contención con tanques independientes tipo B y C, se aplica el aislante directamente a las superficies externas del tanque de carga. Para los tanques independientes tipo A, el aislante se puede aplicar ya sea directamente al tanque de carga o al casco interior del buque, aunque su aplicación al tanque de carga es el método más común.

2.10. Sistemas de estanques más utilizados en la actualidad.

Existen muchos sistemas de contención para el GNL, pero los más usados hoy en día y que representan un 95% de la flota mundial son los siguientes:

- a) Sistema de estanque de membrana "Gaz Transport".
- b) Sistema de estanque de membrana "Technigaz".
- c) Sistema de estanque esférico independiente tipo "B" (Moss).

a) El sistema de estanque de membrana "Gaz Transport "

El sistema "Gaz Transport Membrana", como muestra la fig. Nº 2.6 y 2.7, es un diseño modular completamente soportado por la estructura interior del casco del barco. El sistema consiste en una primera y segunda barrera construida en acero-níquel al 36% llamado INVAR, con una aislación primaria y secundaria de cajas de madera terciada rellenas con perlita.

Las membranas son hechas de INVAR en forma de tracas, es decir, una al lado de la otra, de 0,7 mm. de espesor y 500 mm. de ancho. Las cajas para la aislación están construidas de madera, y reforzadas en el interior por medio de refuerzos de madera terciada en forma longitudinal y transversal. Las cajas miden 1200 mm. de largo, 500 mm. de ancho y una altura alrededor de 200 mm., este espesor es determinado por la razón de "boil-off" requerido. La madera utilizada es de 9 mm. de espesor, excepto la de las cajas de aislación secundaria donde se usa espesor de 12 mm.

Las cajas de aislación secundaria son aseguradas al casco interior por medio de pernos localizados al final de cada caja. En la parte superior de cada caja, justo en medio va una lengüeta de INVAR a lo largo, que encaja en la ranura de la unión de dos tracas de barrera secundaria.

Estas cajas son separadas longitudinalmente por vigas de madera unidas al casco interior por cintas de acero inoxidable.

El acero al 36% de níquel que es usado para las barreras INVAR tiene un bajo coeficiente térmico de contracción y elimina el necesario cambio de tamaño que ocurre en la membrana corrugada de acero inoxidable.

Este material no es corrosivo sobre condiciones normales después de hecho ó durante el periodo de construcción del barco. Sin embargo, la corrosión puede ocurrir durante la operación de liberar gas al tanque si el gas inerte es de pobre calidad, el cual tiene un alto punto de rocío y también cuando se usa un alto porcentaje de SO_2 y $\text{NO} + \text{NO}_2$.

Posteriormente, una precaución se puede tomar en los tanques que usan esta membrana, que cuando están vacíos o guardados por un periodo de tiempo, pueden ser llenados con un gas inerte. Alternativamente, un gas seco, inicialmente preparado y especificado por el fabricante para ser usado en proteger la membrana.

La segunda barrera es del mismo material que la primera, de igual resistencia y de igual efectividad. El carácter plano de la membrana INVAR admite alrededor de un 95% de soldadura automática.

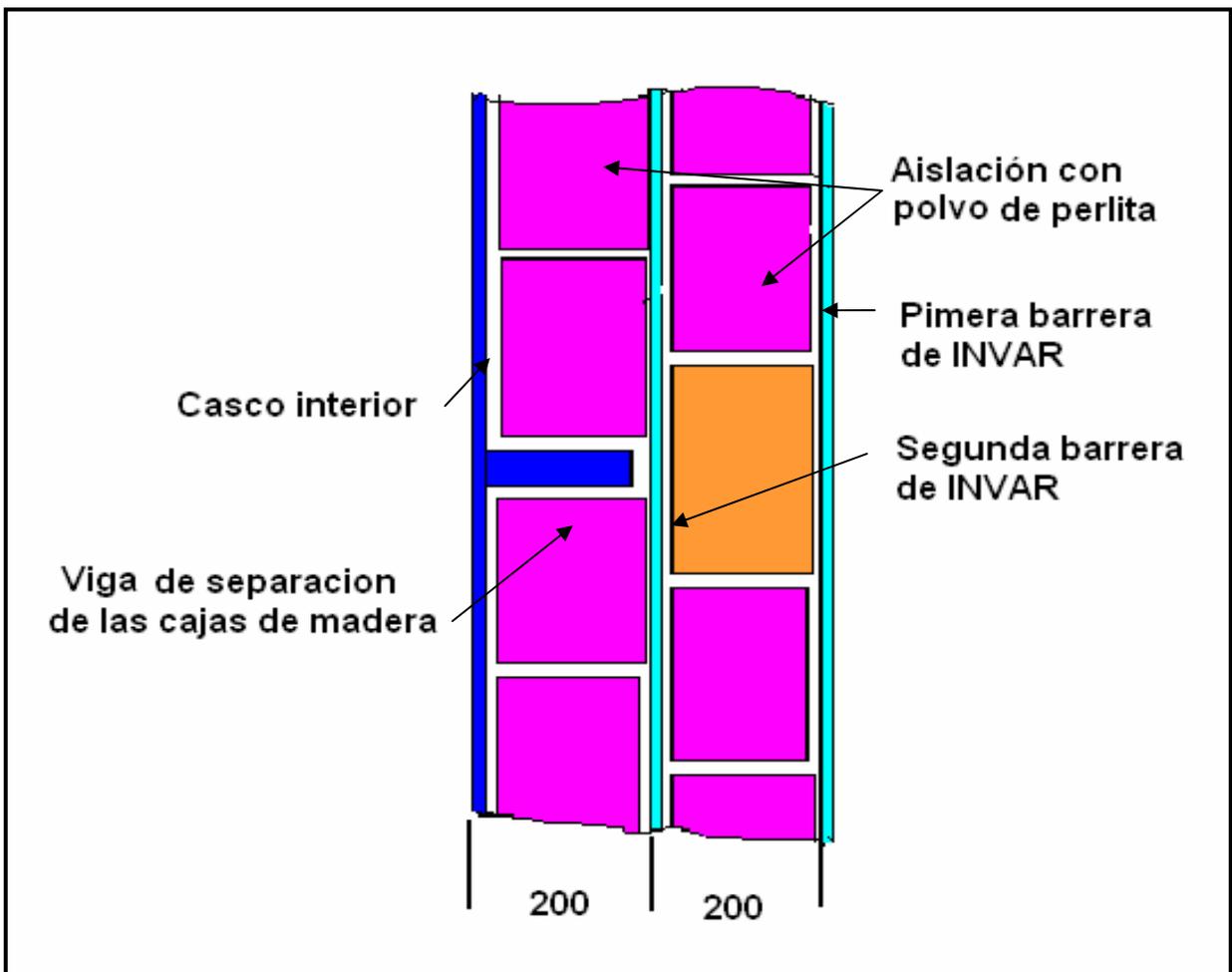


Figura N°2.6. Sección de un costado de un estanque de membrana "Gaz Transport"

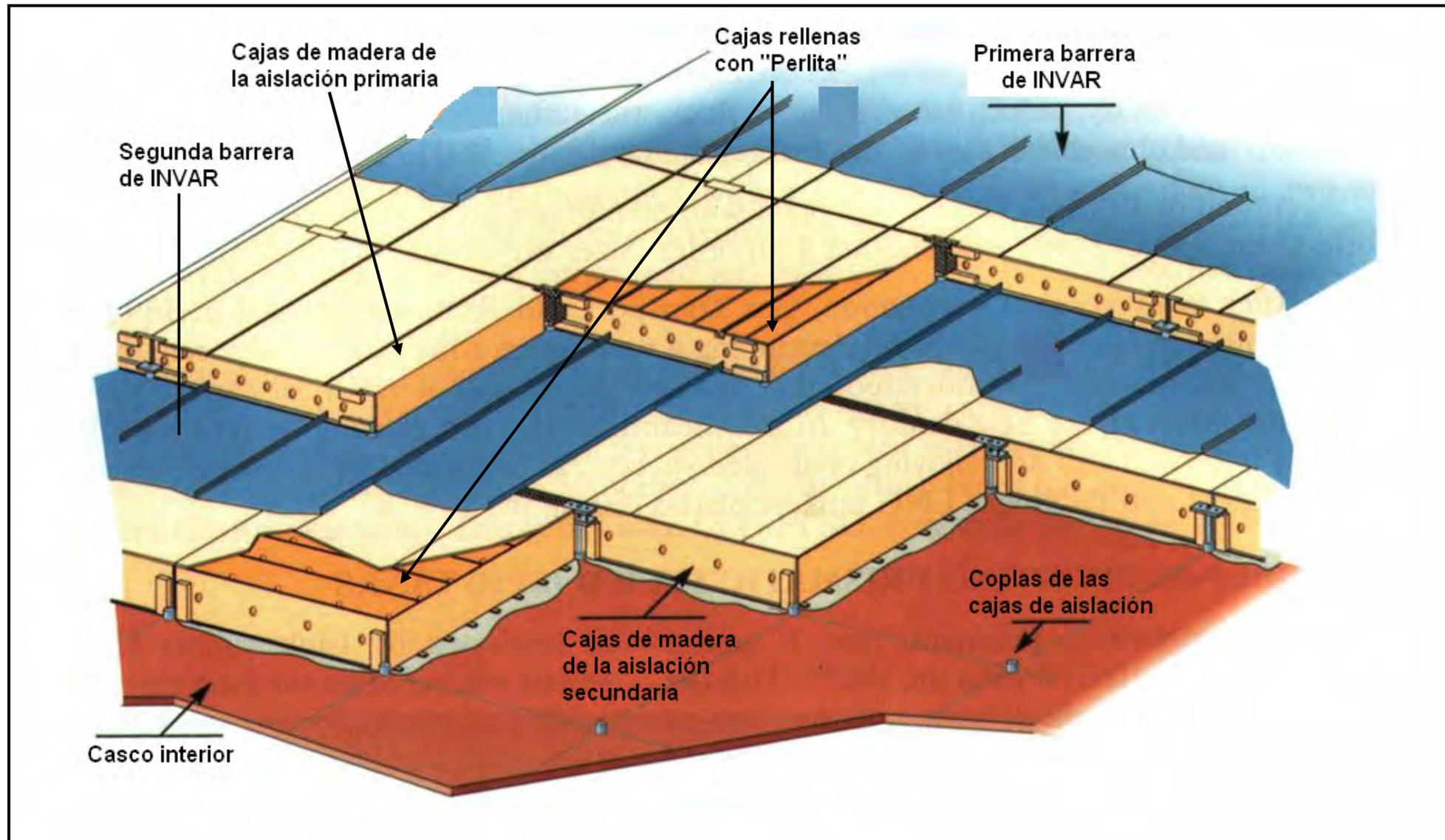


Figura Nº2.7. Sección del fondo de un estanque de membrana "Gaz Transport"

b) El sistema de contención de membrana “Technigaz”.

Este sistema se basa sobre un concepto desarrollado por la “Conch Ocean” utilizando en la primera barrera acero inoxidable Technigaz con aislamiento de PUF y PVC expandido en lugar de madera de Balsa (ver fig. N°2.8).

El concepto del diseño, como se muestra en la fig. N°2.8 y 2.9, es indicado para barcos con rango de carga de alrededor de 200.000 m³. En la base del sistema, adherido al casco interior van unos descansos de resina, cubiertos por una placa de madera terciada. El panel sigue por capas de PUF y PVC, todo esto mide alrededor de 155 mm, de ancho. La fijación al casco interior está suplida por unos pernos soldados al casco. La segunda barrera de madera terciada está fijada al panel de aislación descrito anteriormente y piezas de madera son puestas y unidas sobre las puntas de los paneles para asegurar la permeabilidad e integridad de la segunda barrera. El cojín de aislación mide 43 mm, de espesor, sobre la plancha de madera terciada (segunda barrera), irá otra plancha de madera terciada, formando un soporte a la primera barrera. La primera barrera está construida de acero inoxidable de 1,2 mm., de espesor, con corrugados Standard longitudinal y transversal.

El sistema Mark II ha sido continuado y desarrollado en la Mark III reemplazando la segunda barrera de madera terciada por una capa de "Triplex", que es una aleación de lámina de aluminio con fibra de vidrio de alta resistencia (Ver fig. N°2.9).

La detección de gas, es efectuada a través de las pruebas de gas, utilizando los canales formados por los corrugados de la primera barrera.

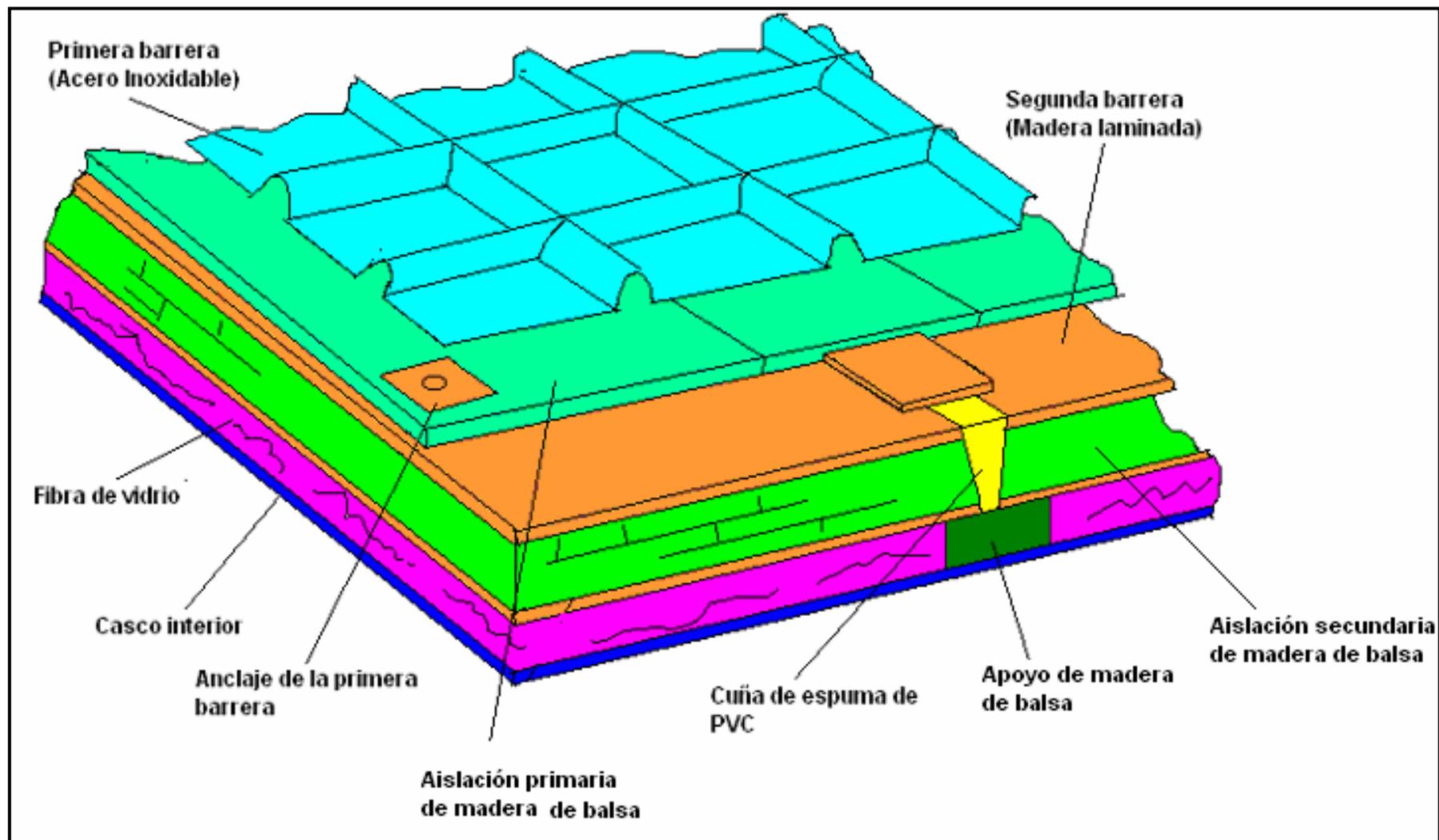


Figura N°2.8. Sección de l fondo de un estanque de membrana “Technigaz” con segunda barrera de madera de balsa.

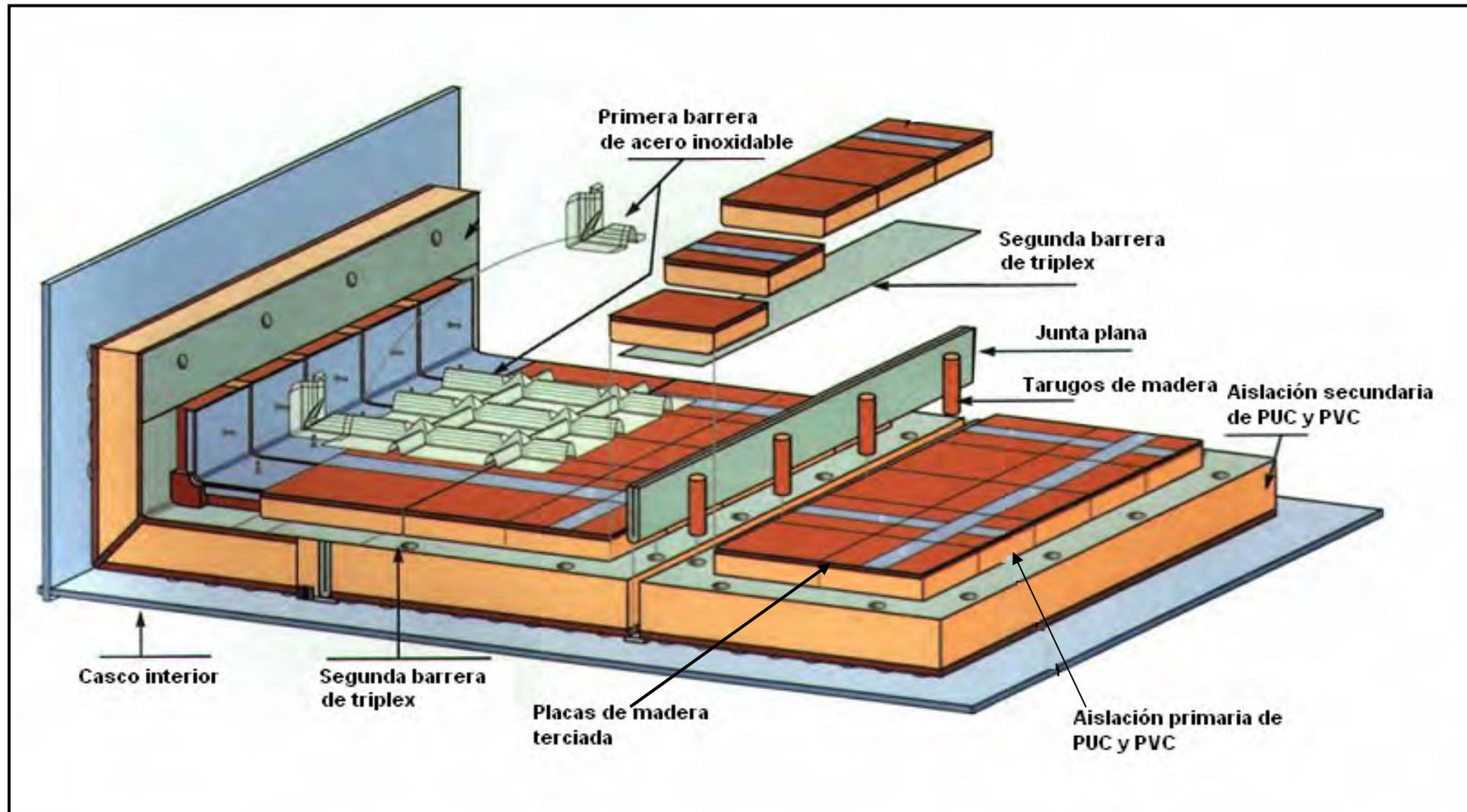


Figura N°2.9. Sección del fondo de un estanque de membrana "Technigaz Mark III" con segunda barrera de Triplex.

c) **Sistema de contención esférico (Moss Rosenberg).**

Las esferas de los tanques están diseñadas, como se muestra en la figura N°2.10, para ser prefabricadas en acero niquelado al 9% o en aleación de aluminio y ser ubicados en el barco, ya sea completos o ensamblados a bordo. Las esferas están conectadas a una única pestaña de soporte cilíndrica mediante un aro ecuatorial especial que incluye una sección de la esfera y la parte superior de la pestaña de soporte (ver figura N°2.11). La parte inferior de la pestaña está soldada a la estructura del barco y construida de acero blando.

Después de investigar varios materiales y técnicas de aislación, se desarrollaron y usaron dos sistemas. El primero, conocido como el Sistema Panel, consistía en paneles rígidos de poliestireno, fijados en forma temporal a la superficie externa de la esfera y luego adheridos entre ellos. Los extremos horizontales de los paneles están separados con lana mineral comprimido para permitir la contracción del material sujeto a temperaturas criogénicas y luego sellados por una banda exterior.

La superficie externa de la capa interna de aislación se cubre con una malla de fibra de vidrio antes de la aplicación de una capa más exterior de aislamiento, moldeada en forma similar pero menos gruesa a la capa interna, cuyos espacios entre los bloques individuales son rellenos con espuma plástica. Estos paneles son prefabricados.

La segunda técnica utiliza espuma de poliestireno expandido. Un grosor continuo de poliestireno expandido se hace girar automáticamente en forma espiral alrededor de la esfera. El equipo automático está diseñado para fusionar rayas adyacentes de poliestireno a medida que la máquina avanza.

El sistema de aislación consiste en dos capas de poliestireno separadas por una capa de fibra de vidrio.

El grosor total de la aislación depende de la velocidad de ebullición del GNL calculada y generalmente es del orden de 200 mm. Se toman medidas en este sistema para coleccionar escapes pequeños del líquido de carga, usando una bandeja de goteo fijada en el interior del fondo. La bandeja está hecha de material aislante, con una cubierta protectora y se extiende verticalmente en alrededor de dos metros hacia los lados del tanque.

Eyectores especiales drenan la bandeja, suficientemente grande como para asegurar una evaporación continua de posibles fugas.

Se colocan sensores permanentes de temperatura en posiciones seleccionadas en los soportes de tanques esféricos para monitorear cualquier falla en la aislación.

Se inyecta aire seco en el lugar de nitrógeno o algún otro gas inerte a los espacios que circundan los tanques (espacios de bodega). Esto, aparte del ahorro obvio de costos, permite acceso al espacio en cualquier momento sin la necesidad de sacar el gas inerte. En todo momento se encuentra disponible un suministro de nitrógeno gaseoso, u otro gas inerte, en caso que se necesitara una acción reparadora en caso de fugas.

Se inyecta continuamente nitrógeno al espacio entre los tanques y la aislación para asegurar una atmósfera seca y reducir la acumulación de hielo.

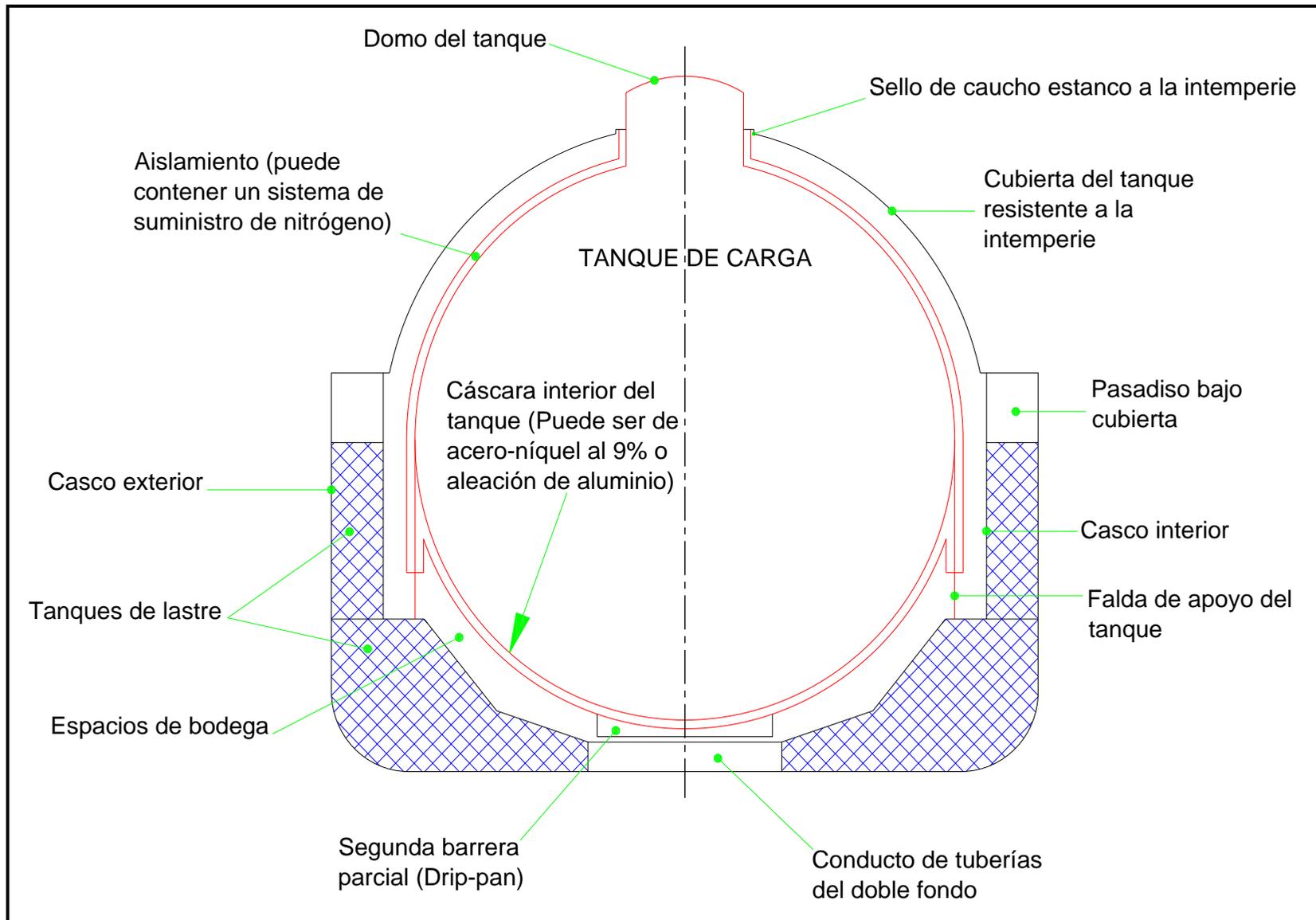


Figura Nº2.10. Estanque esférico independiente tipo B.

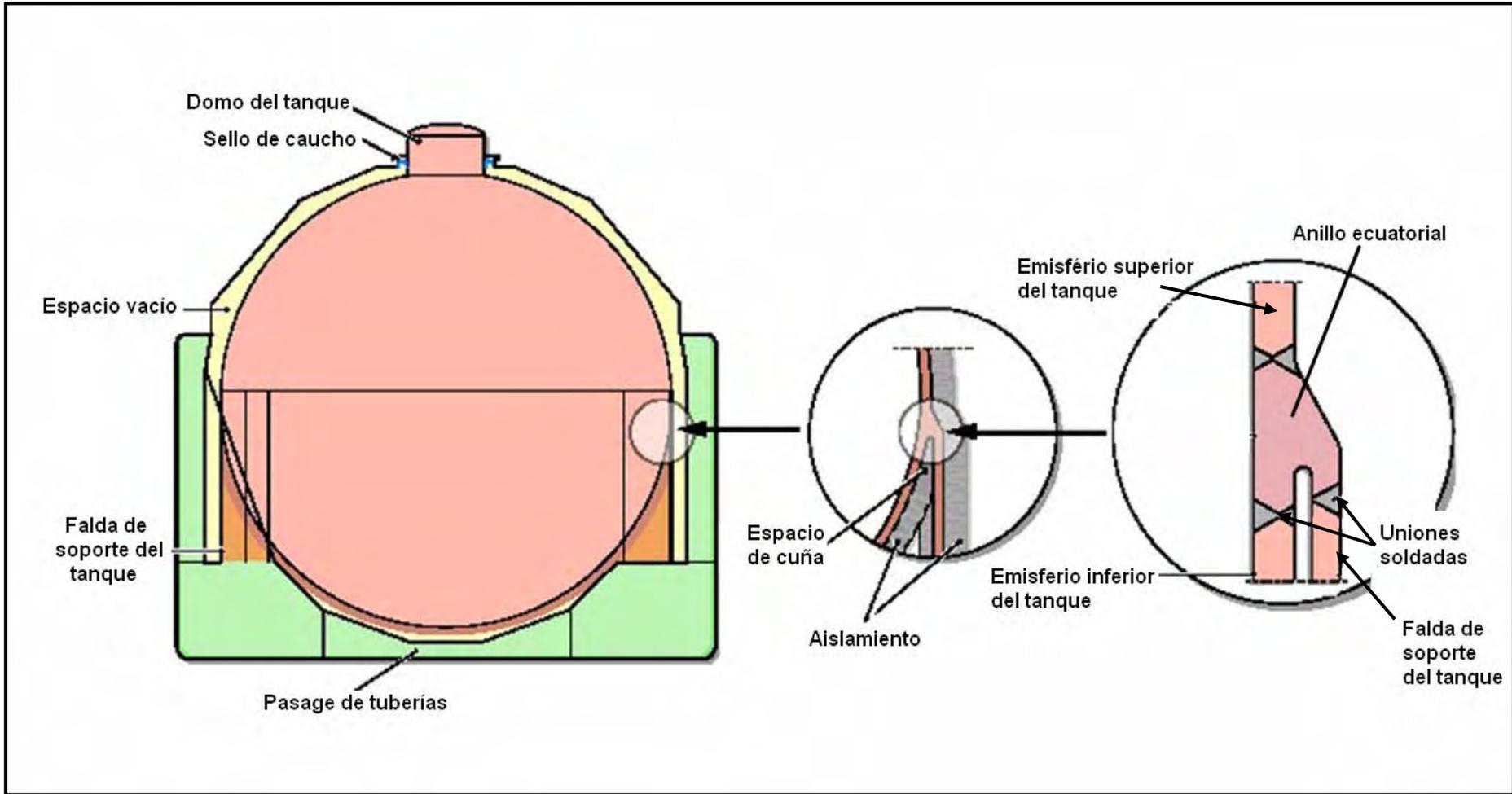


Figura N°2.11. Detalle del anillo ecuatorial del estanque esférico independiente tipo B "Moss Rosenberg".

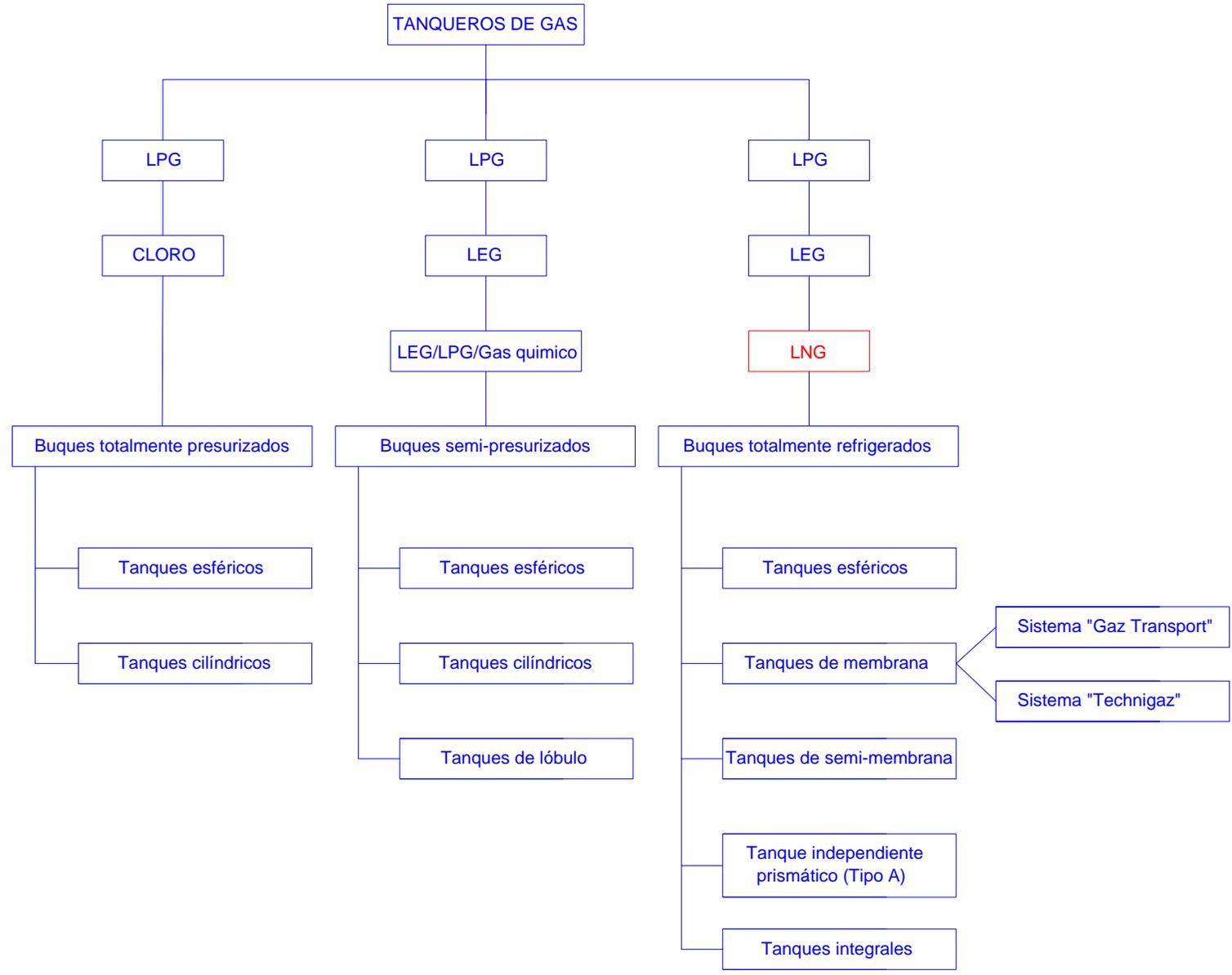


Figura Nº.2.12. Tipos de tanqueros de gas y sus características

2.12. Instrumentalización utilizada en los estanques de carga.

Los requerimientos del equipamiento para el transporte de gas incluye monitoreo de temperatura y presión, detección de gas, indicadores de nivel del líquido en los tanques de carga, cada uno de los cuales están provistos de alarmas e instrumentos o sensores locales. Hay mucha variación en el diseño, construcción y operación en el transporte de gas, debido a la gran variedad de carga transportada y el número de sistemas utilizados para almacenar la carga.

En el caso de la figura N°2.14, se muestra la instrumentación típica para el transporte de gas licuado en estanques totalmente refrigerados o semi-refrigerados.

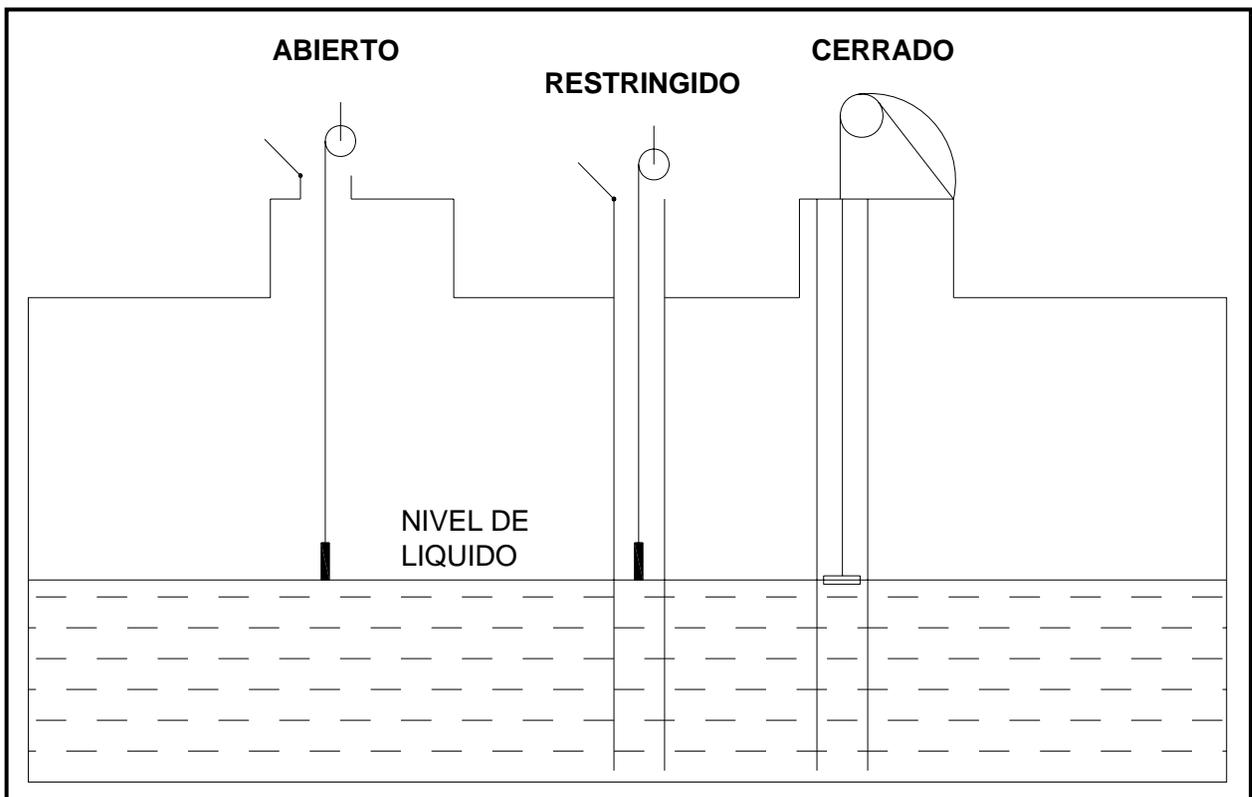


Figura N°2.13. Distintos dispositivos para sondear estanques.

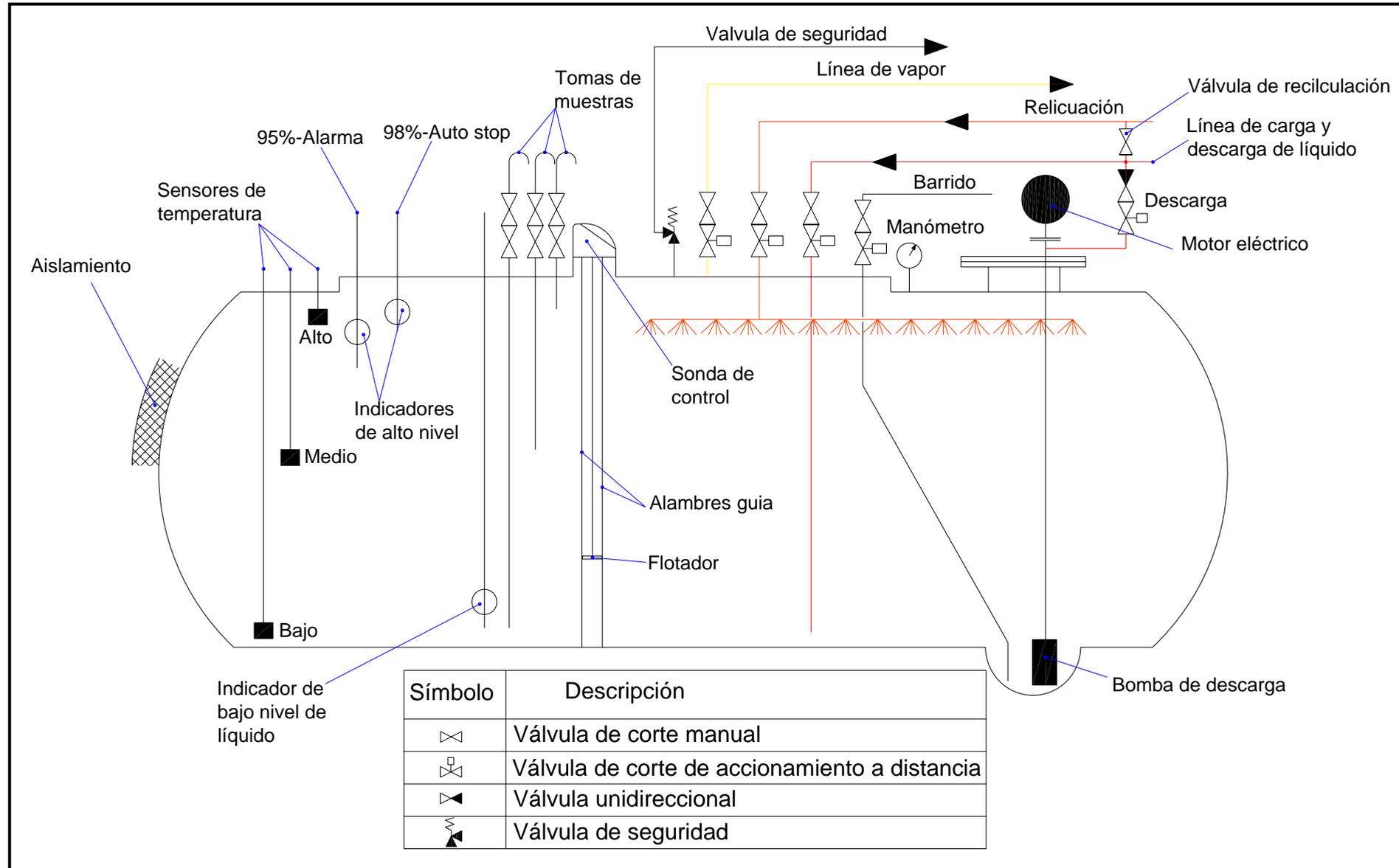


Figura N°2.14. Instrumentalización de un tanque de carga para transporte de gas licuado a granel.

2.13. Ventajas e inconvenientes de las formas cilíndricas y paralelepípedas de los tanques de carga.

Los tanques que son paralelepípedos suponen una mayor ventaja en lo que se refiere al mayor espacio de carga, y se ha comprobado su utilidad en buques tanques. Pero estos estanques ofrecen la desventaja de falta de resistencia a los esfuerzos, como es el caso de los tanques independientes tipo A.

Cuatro tirantes de gran tamaño mantienen solidamente los tanques tipo A en su posición, tanques que son independientes del casco y que deben ser solidamente fijados en su lugar por medio de cuatro tirantes, un par por lado. Estos tirantes fijadores permiten una libre contracción radial y vertical, ya que sus dimensiones están exactamente calculadas para ayudarles a contrarrestar los esfuerzos causados por los efectos de balance y cabeceo. Esta disposición permite prescindir de los puentes térmicos (Thermal Bridge), que podrían enfriar peligrosamente el casco y producir una evaporación excesiva del metano. En el caso de adoptar las formas cilíndricas en los tanques de carga, se contrarresta mejor las presiones internas y los esfuerzos simétricos. Las desventajas son que desperdicia el 20 % de los espacios de carga, y por su parte exterior el buque presenta mayor área expuesta al viento, con el correspondiente aumento de la resistencia al avance del buque.

2.14. La automatización en metaneros.

Son buques de operación centralizada, semi-automáticos.

La oficina de control de carga ubicada en la cubierta principal en la zona de proa del caserío debajo del puente, controla en forma directa el accionamiento de todos los equipos que están sobre la cubierta principal. Todas las bombas del buque, válvulas, instrumentos registradores, así como todos los dispositivos detectores, son controlados y accionados a distancia desde este departamento. En él, se instala una amplia consola con todos los mandos, indicadores y alarmas. Desde el puente de gobierno pueden controlarse algunas importantes alarmas y determinados indicadores.

Además de operar la gran mayoría de los equipos a distancia desde una sala de control, se pueden operar a mano en forma directa en caso que sea necesario bajo cualquier circunstancia.

2.15. Utilización del vapor (boil – off) que se gasifica en los buques metaneros.

La evaporación del gas natural licuado durante su transporte en buques tanques constituye una pérdida muy notable, pese al poco porcentaje que supone.

Hace más de 30 años que se comenzó con los trabajos de desarrollo de sistemas apropiados para transportar por mar el gas natural licuado a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ a una presión atmosférica o levemente superior a la atmosférica (0.7 bar como máximo según el Código IMO). Desde entonces se busca también la utilización más conveniente del gas evaporado (boil – off).

Se conocen soluciones técnicas para la relicuación de los gases que se evaporan a bordo durante su transporte, por ejemplo: Butano C_4H_{10} a $-10,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, Propano C_3H_8 a $-42,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ y Etileno C_2H_2 a $-103,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, que fueran aplicadas con éxito en numerosos gaseros. La relicuación del metano CH_4 a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ es también realizable técnicamente, por ejemplo por medio de un ciclo frigorífico de nitrógeno (N_2); se debe sólo a consideraciones económicas el que su aplicación haya sido retardada hasta la fecha. Una instalación de relicuación de metano (CH_4) es, sin embargo, en comparación con las instalaciones de relicuación de los gases antes mencionados, más complicada y necesita una potencia de accionamiento más elevada, así como mayores costos de inversión.

Para el tratamiento de los gases (boil – off) que se evaporan a bordo se pueden aplicar distintos métodos:

- A) Descarga a la atmósfera (En caso de emergencia).
- B) Combustión (utilización) en la instalación de propulsión de la nave.
- C) Recuperación completa por relicuación.
- D) Relicuación parcial combinada con combustión parcial en la instalación de propulsión principal.

A) Descarga a la atmósfera.

A excepción del “boil – off” de los buques tanques que transportan gases licuados de petróleo (LPG), la descarga simple a la atmósfera se practica efectivamente si el “boil – off” aumenta demasiado. Esta descarga no obstante encierra siempre riesgos y

se debería aplicar únicamente en casos de emergencia, a través de las válvulas de seguridad de los tanques de carga a través de los mástiles de venteo.

B) Combustión en la instalación de propulsión principal.

La utilización del “boil – off” para la propulsión de buques es actualmente la solución más sencilla y económica. Para ello se desarrollaron los correspondientes sistemas de propulsión principal (por ejemplo: motores diesel de dos combustibles e instalaciones de turbinas de vapor o de gas también de dos combustibles).

C) Relicuaación total.

Si un metanero se equipa con una instalación para la relicuaación total del “boil – off” se puede elegir libremente el tipo de propulsión principal para el buque. Si el sistema de relicuaación es independiente, la propulsión se podrá realizar tanto por motor diesel como por turbina de vapor o de gas. La energía necesaria para el sistema de relicuaación puede ser suministrada por grupos electrógenos o solo por motores diesel como unidades independientes, o por turbinas de vapor alimentadas por la caldera principal. Otra alternativa sería una turbina de gas accionada por una pequeña parte del “boil – off”, el cual se quema en la cámara de combustión de la turbina.

La decisión del tipo de energía a utilizar para el accionamiento de una planta de relicuaación, está sujeta únicamente a factores de tipo económico. Los más importantes son:

- i. La relación del precio entre una unidad térmica de “boil – off” y una de Fuel-Oil;
- ii. El tiempo que dura la travesía del metanero.

En la figura N°2.15 se muestra un circuito de relicuaación directo, el cual emplea como refrigerante primario el nitrógeno.

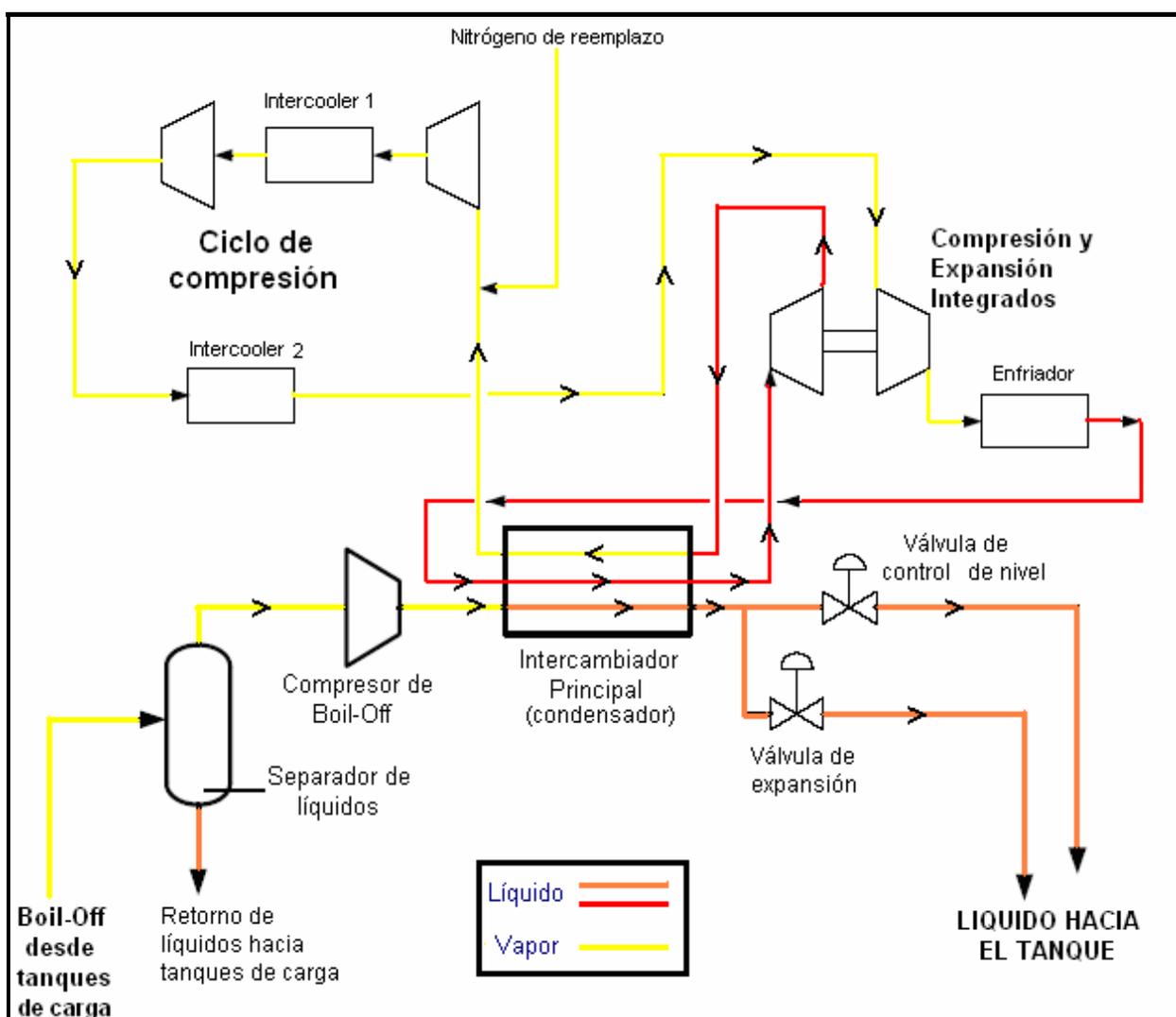


Figura N°2.15. Circuito de relicuación con ciclo de nitrógeno.

D) Relicuación parcial combinada con combustión igualmente parcial en la instalación de propulsión principal.

El BOG producido en los estanques de carga en los buques metaneros puede ser aprovechado mediante una planta de relicuación, un tercio aproximadamente del caudal de "boil – off", aprovechando plenamente el potencial frigorífico de estos gases que se evaporan libremente. Los dos tercios restantes de "boil – off" son alimentados a la máquina de propulsión principal. El motor propulsor de estas naves funciona por lo tanto con dos tipos de combustibles (IFO y Metano) cuyo principio de funcionamiento se muestra en la fig. N°2.16. Con un sistema totalmente adaptable, se optimiza el servicio a bordo bajo cualquier condición (variación de la velocidad del buque, condiciones atmosféricas buenas y malas, buque completamente cargado o en lastre).

Bajo el punto de vista de la economía, se recomienda retener un resto relativamente pequeño de gas natural licuado en los depósitos para el viaje de vuelta del metanero (viaje en lastre), para contar con refrigeración en los estanques de carga y mantener

una temperatura suficientemente baja para cargar nuevamente GNL en el terminal de exportación.

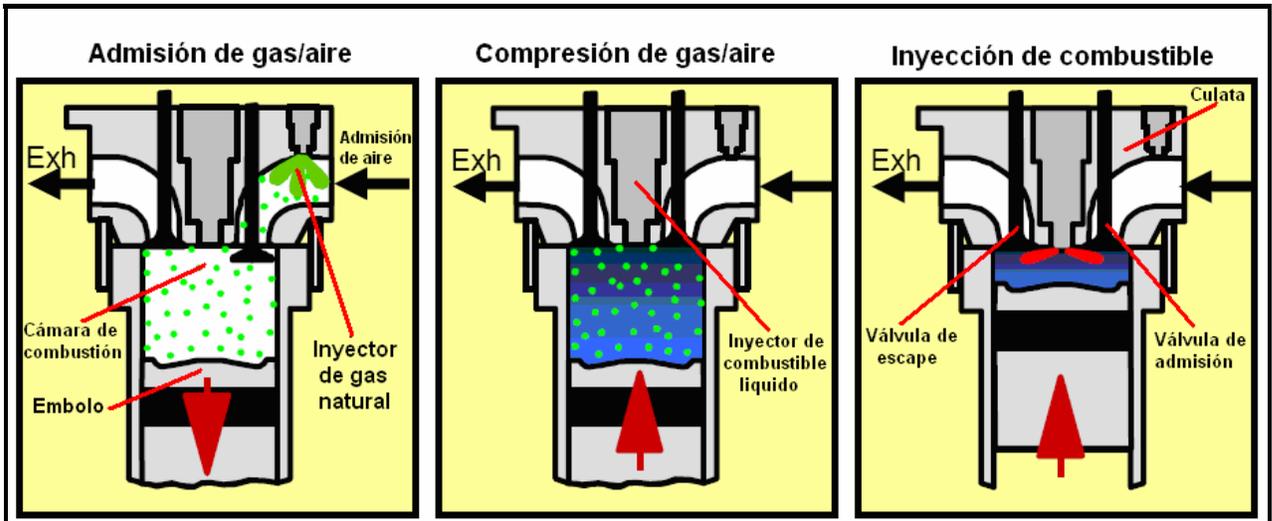


Figura Nº2.16. Principio de trabajo de un motor Wärtsilä de doble combustible (Modo de gas).

Los reglamentos de las sociedades de clasificación exigen que la instalación de propulsión pueda funcionar con combustible líquido en el arranque, las maniobras y en situaciones de emergencia. Además, durante el servicio normal, una mínima proporción de combustible piloto tiene que ser quemado simultáneamente para garantizar a todo instante una combustión estable. La proporción de combustible piloto exigida para el motor diesel de dos combustibles es del 5%, para la turbina a gas del 7% y para las instalaciones de calderas del 10%. En todas estas instalaciones de propulsión se puede emplear aceite pesado fuel oil (HFO) como combustible piloto durante el servicio normal, siempre que sea tratado correspondientemente y precalentado. El servicio con un combustible líquido más ligero (diesel oil) es bastante más sencillo, pero los costos de éste son más altos. Como se necesita de todas formas diesel oil para el arranque y el lavado de la instalación, el buque deberá llevar siempre una cantidad determinada de éste. Ni la alimentación de combustible líquido ni el uso del aceite pesado (fuel oil) plantean a un metanero, problemas adicionales. La manipulación de un combustible gaseiforme, hace surgir, en cambio, una serie de nuevos problemas, particularmente con respecto a la temperatura, la presión, y la impulsión del "boil – off". La temperatura del gas procedente de la evaporación en los tanques de carga es de -120 a -160 °C., lo que depende de la disposición de la tubería y del aislamiento de ésta. El gas alimentado al motor diesel tendrá que tener una presión de 3 bar., el alimentado a la turbina de gas unos 12 a 15 bar. aproximadamente y a las calderas de 1,5 a 2 bar.

Un compresor de émbolo especialmente diseñado para soportar bajas temperaturas, es en vista del caudal variable y de las características del sistema de regulación, el medio más simple para la impulsión y la compresión del “boil – off” a la presión exigida.

Por motivos de seguridad se debería proveer después del compresor de émbolo una instalación de calefacción o de refrigeración, para garantizar que el “boil – off” sea impulsado a través de la cámara de máquinas con temperatura ambiental aproximadamente.

2.16. Arreglos de plantas de propulsión principal para buques GNL.

2.16.1. General.

La industria del GNL ha sido conservadora en la elección de sistemas propulsivos para buques. Confiabilidad y mantenimiento ha sido la clave en la elección de los sistemas, sin embargo, una escasez de fabricantes combinado con una escasez de ingenieros calificados para las plantas propulsivas de vapor han conducido a nuevos diseños y avances.

Algunos de éstos han sido probados desde los inicios del transporte del GNL y posteriormente dejados de usar, estos sistemas están actualmente siendo revisados con mejoras en la tecnología.

Tradicionalmente los buques GNL han sido accionados por turbinas de vapor, por haber resultado esta una solución simple y confiable para estos barcos. Sin embargo la eficiencia relativamente baja del sistema de propulsión (< 30 %) y el posible aumento de tamaño de los buques futuros GNL, ha incentivado investigaciones en los sistemas alternativos de propulsión.

Otros criterios esenciales para seleccionar un sistema de propulsión son la disponibilidad y la confiabilidad del equipo de propulsión.

Los buques GNL tienen viajes por tiempos largos con plazos fijos de entrega, y una multa alta de no cumplir con las fechas. La disponibilidad de la turbina de vapor convencional ha probado ser muy alta, y cualquier solución alternativa a considerarse debe acceder al mercado por lo menos con el mismo nivel de confiabilidad y disponibilidad.

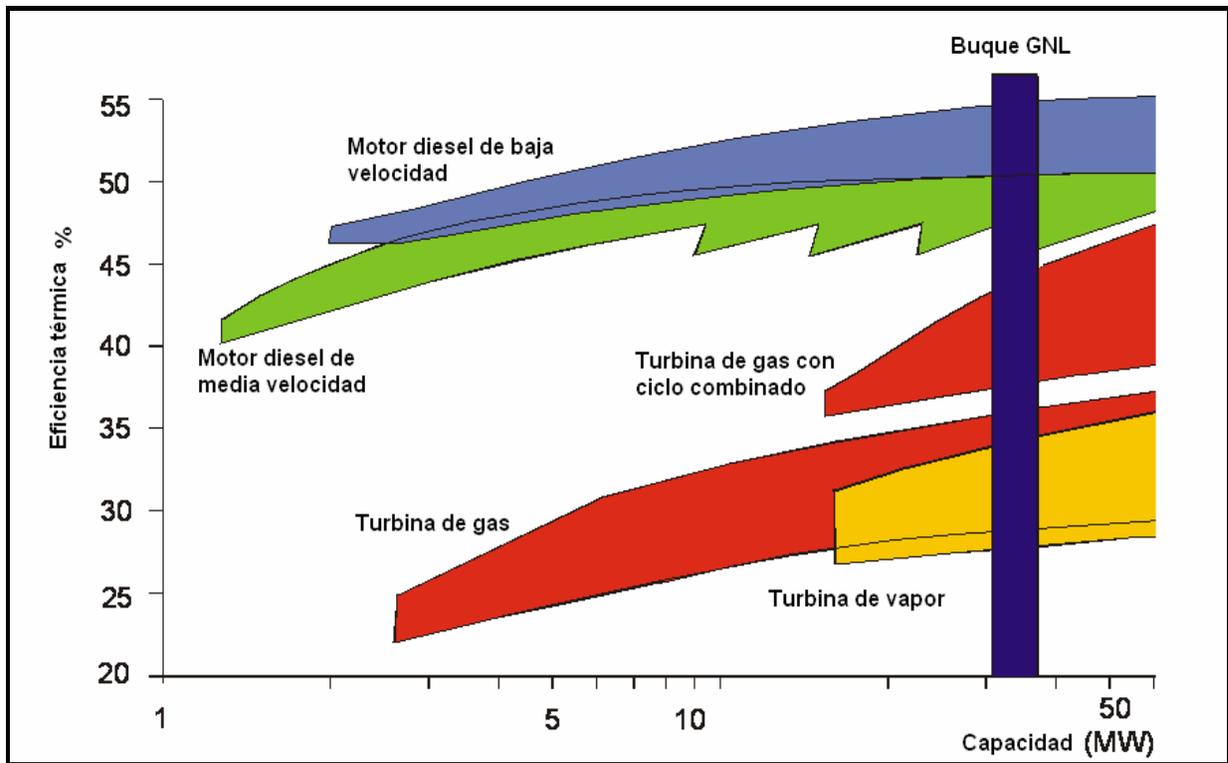


Figura Nº2.17. Eficiencia térmica de los distintos sistemas propulsivos.

2.16.2. Planta de propulsión principal con turbinas de vapor.

Hasta recientemente y con la excepción de unos pocos prototipos, todos los buques que transportan GNL son conducidos por turbinas de vapor.

Estos buques queman el vapor que se genera en los tanques de carga en las calderas principales, facilitando la eliminación del boil-off. Las calderas deben ser capaces de quemar combustible líquido y vapor de la carga por separado y en conjunto.

a) Ventajas

- ✓ Fácil eliminación del boil-off.
- ✓ Confiabilidad demostrada por los años de su uso.
- ✓ Mantenimiento limitado entre trabajos de dique del buque.
- ✓ Disponibilidad de uso en puerto.

b) Desventajas.

- ✓ Baja eficiencia térmica.
- ✓ Escasez de fabricantes de calderas y turbinas.
- ✓ Escasez de ingenieros capacitados.

En la figura N°2.19 se muestra una configuración típica de una planta propulsiva con turbinas de vapor directamente acopladas y caja reductora.

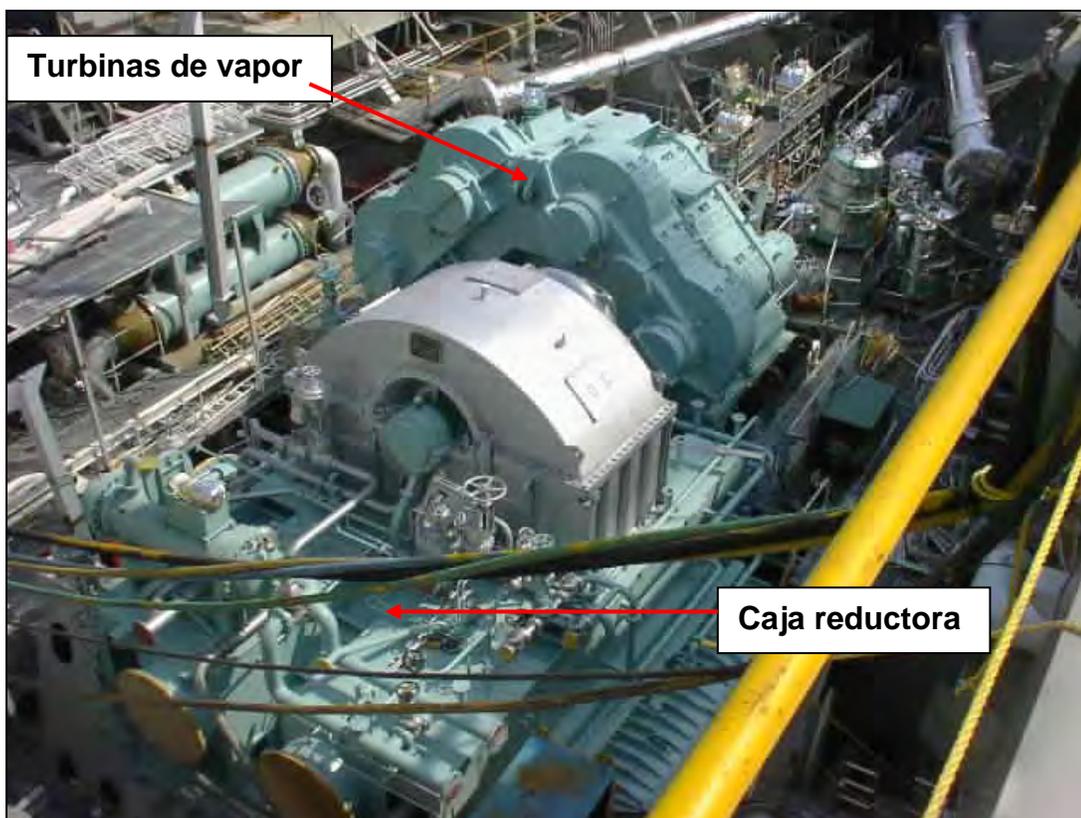


Figura N°2.18. Imagen de un sistema propulsivo de turbinas de vapor para buque GNL

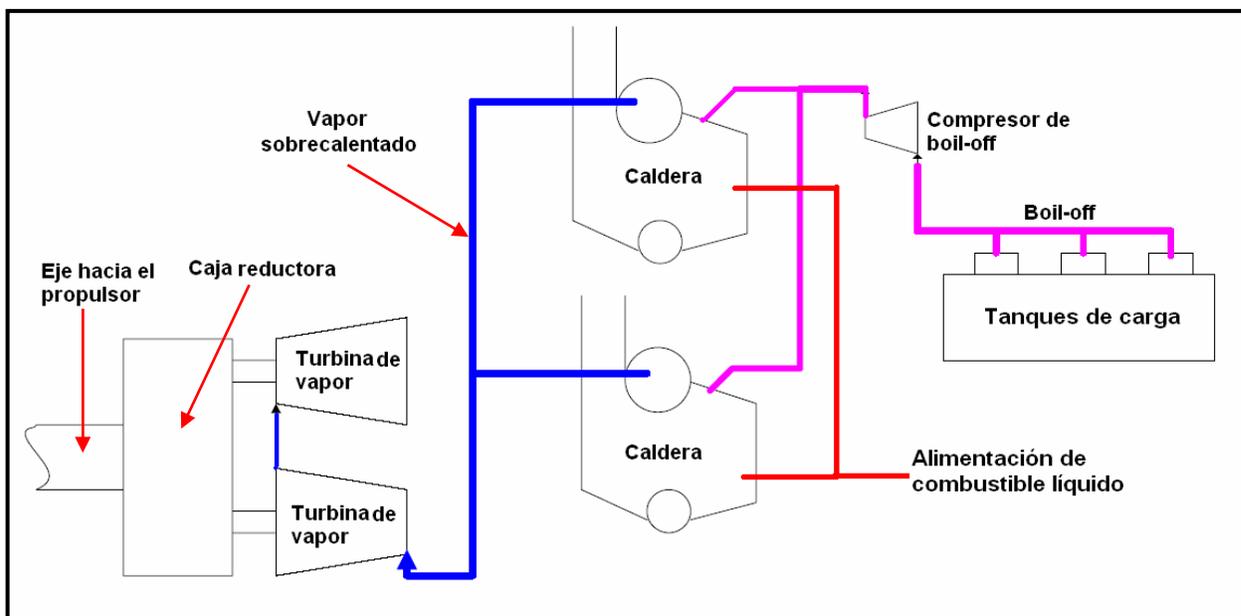


Figura N°2.19. Esquema simplificado de una planta propulsiva de vapor para buque GNL.

2.16.3. Planta propulsiva con motores diesel de doble combustible con inyección de gas a baja presión.

Un solo buque (M/N Havfru) ha sido construido con este arreglo siendo con posterioridad sacado del servicio.

a) Ventajas.

- ✓ La eficiencia térmica del motor de combustión interna.
- ✓ Disponibilidad de ingenieros.

b) Deventajas.

- ✓ Valores de potencia restringidos debido a golpeteo de la máquina principal.
- ✓ Necesita tiempo fuera de servicio entre entradas a dique para mantención.
- ✓ Medios extras necesarios para la manipulación del boil-off.



Figura N°2.20. Buque “Havfru”, único construido con planta de propulsión principal con motor de baja velocidad de dos combustibles.

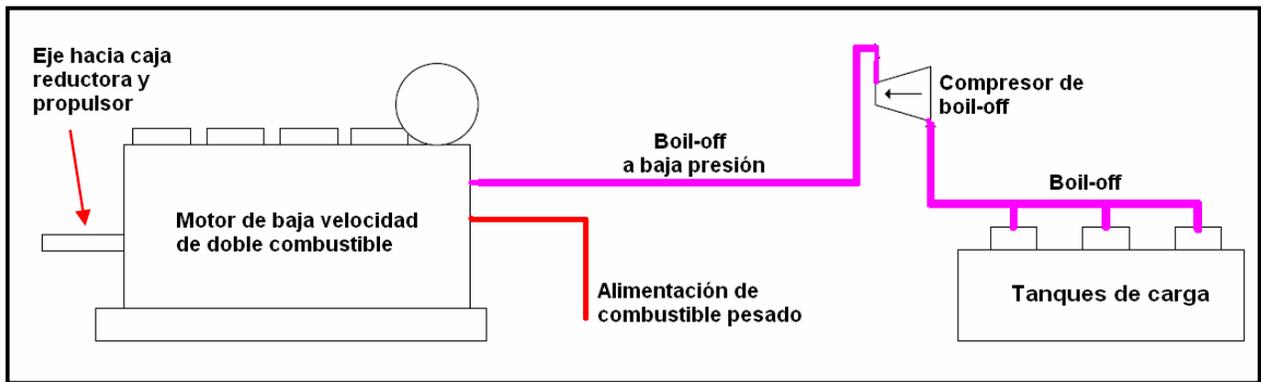


Figura N°2.21. Planta propulsiva con motor diesel de baja velocidad de dos combustibles.

2.16.4. Planta propulsiva con motor diesel de dos combustibles e inyección de gas a alta presión.

No se han construido buques de GNL con este sistema. En este sistema (ver figura N°2.22) el boil-off proveniente de los tanques de carga es comprimido en varios estados e inyectado a alta presión a la máquina principal.

a) Ventajas.

- ✓ Eficiencia térmica del motor de combustión interna.
- ✓ Disponibilidad de ingenieros.

b) Desventajas.

- ✓ Requerimientos altos de potencia para la compresión de gas (6 % de la energía eléctrica generada).
- ✓ No es posible usar el 100 % del boil-off.
- ✓ Necesita tiempo fuera de servicio para la mantención entre trabajos de dique.
- ✓ Medios extra necesarios para la manipulación del boil-off.

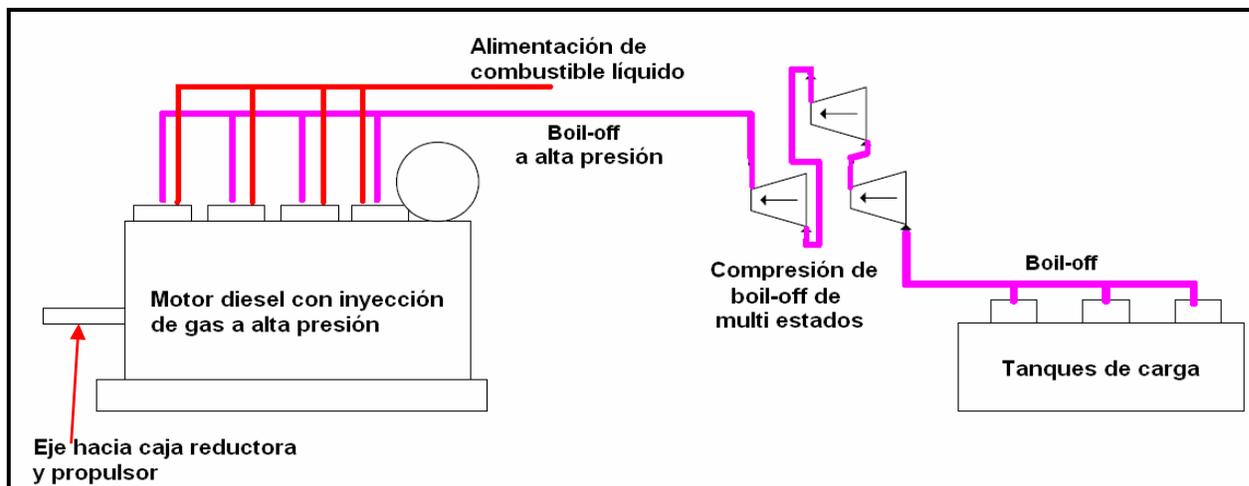


Figura N°2.22. Motor diesel de dos combustibles con inyección de gas a alta presión.

2.16.5. Planta propulsora con motor diesel de doble combustible de media velocidad directamente acoplado.

No hay buques aún que tengan instalado este sistema.

a) Ventajas

- ✓ Redundante en el caso de dos o más motores de media velocidad que son acoplados a una caja reductora.
- ✓ Disponibilidad de ingenieros.

b) Desventajas.

- ✓ No tan eficiente como el motor diesel de baja velocidad.
- ✓ Medios extra necesarios para la manipulación del boil-off.
- ✓ Necesita tiempo fuera de servicio para la mantención entre trabajos de dique.

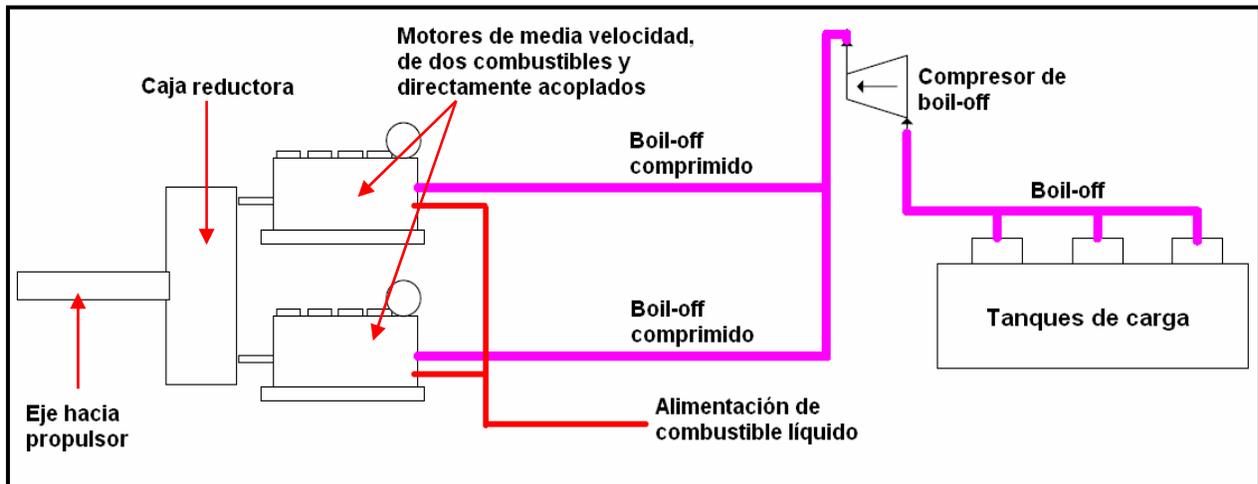


Figura N°2.23. Planta propulsora con motores de dos combustibles de media velocidad directamente acoplados.

2.16.6. Planta propulsora con motores de doble combustible diesel-eléctrica.

2.16.6.1. General.

Los primeros tres transportadores GNL con propulsión eléctrica están ahora bajo construcción en Francia para el dueño francés “Gaz de France”, son los primeros buques del mundo con una capacidad de carga de 154.000 m³ utilizando un sistema eléctrico de propulsión.

El concepto de propulsión eléctrica no es nuevo, la idea se originó más de 100 años atrás. Sin embargo, con la posibilidad de control de los motores eléctricos, con velocidad variable en un rango grande de potencia con soluciones compactas, fidedignas y competitivas en costo, el uso de propulsión eléctrica ha emergido en nuevas áreas de aplicación durante los años 80 y 90.

La propulsión eléctrica con generación de poder mediante turbina de gas o el motor diesel, es usada en centenares de buques de diversos tipos y en una gran variedad de configuraciones.

Con las nuevas construcciones para “Gaz de France”, la propulsión eléctrica ahora entra también al buque LNG.

La eficiencia típica de los motores de doble combustible (DF), están aproximadamente alrededor del 47%. Incluyendo las pérdidas de transmisión, las cuales están en un

rango del 8 al 10%, la eficiencia global es aproximadamente 43%. La eficiencia reportada para una unidad de propulsión de vapor incluyendo calderas, turbinas de vapor y engranajes, está típicamente en menos del 30%. Para maniobras de carga/descarga, haciendo maniobras u operando en áreas con restricciones de velocidad, la diferencia de eficiencia entre la planta de vapor y la propulsión eléctrica son aún más notorias.

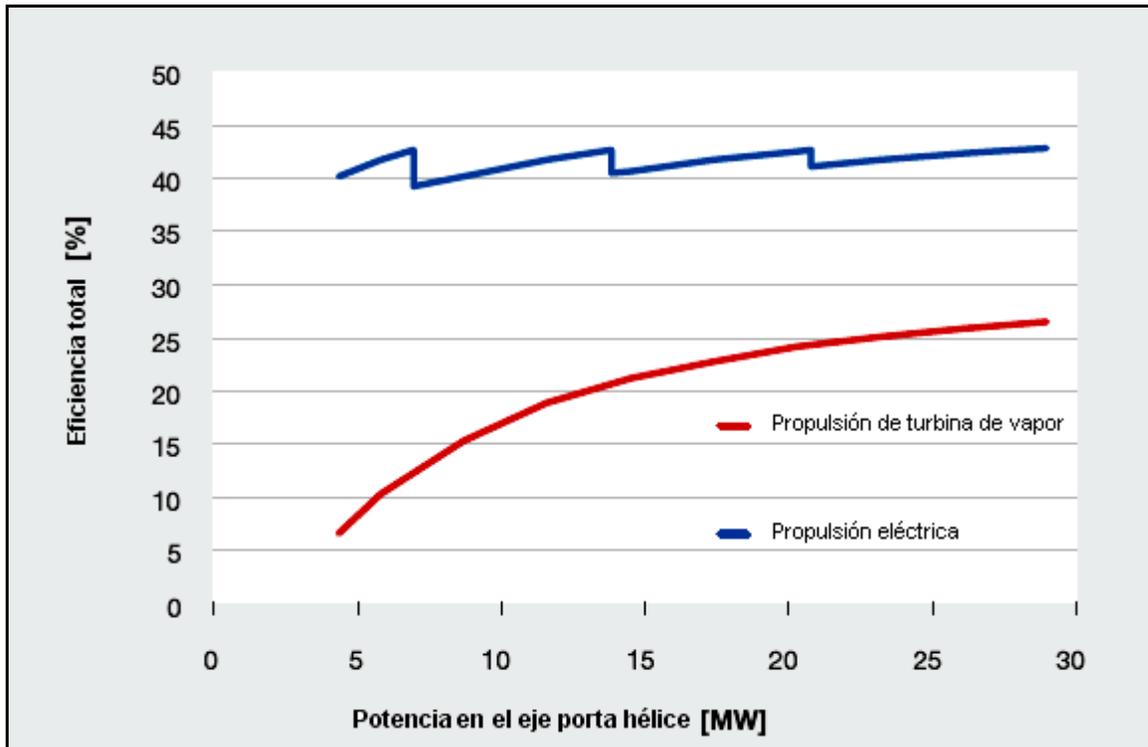


Figura N°2.24. Eficiencia térmica de la propulsión con turbina de vapor y propulsión dual-diesel-eléctrica

2.16.6.2. Potencia instalada total.

Hoy en día, en los buques convencionales de GNL son de 3 a 4 generadores eléctricos auxiliares los que entran en servicio para la planta de poder en maniobra de carga o descarga. El poder total es aproximadamente 10 - 12 MW con mediano voltaje en las instalaciones del panel de control. La mayor parte de esta potencia es utilizada cuando el barco esta en el Terminal en maniobra de carga o de descarga.

Para barcos con propulsión eléctrica, se usa la misma planta de poder para ambos objetivos (propulsión y maniobra de carga/descarga). Esto quiere decir que el valor total de poder instalado puede disminuirse con sistemas eléctricos de propulsión, debido a que la planta de carga/descarga y la planta propulsiva no se usan simultáneamente. Por ejemplo, un transportador de GNL con un requerimiento de 26 MW de poder de propulsión y 10 MW para carga y descarga, requeriría cerca de 39 MW de capacidad en la potencia instalada (incluyendo margen de la turbina de 10 %) para buque

convencional con turbina de vapor. Usando propulsión eléctrica el factor que dimensiona la central eléctrica, sería el poder de propulsión y la carga de servicio del barco. Asumiendo una carga de servicio del barco de 2500 kW, el poder instalado podría ser 35 MW (incluyendo un 8% de pérdidas eléctricas y un 10% de margen para el motor). Esto significa una reducción de casi un 11 % en la capacidad de potencia instalada en el buque.

2.16.6.3. El consumo del combustible y las emisiones.

Una de las motivaciones principales para cambiar de la propulsión de vapor al sistema de propulsión dual diesel eléctrica, es mejorar la eficiencia térmica que se ilustra en la figura N°2.24.

Los costos operacionales de buques GNL constan de varios parámetros, como costo de combustible, costo de mantenimiento, costo de la tripulación (incluyendo el entrenamiento), costo de capital del barco, etc. Como el costo de combustible o el consumo del combustible es la mayor parte de estos costos, la mejora de la eficiencia por este sistema conducirá a significativos ahorros en el consumo de combustible y de los costos operacionales.

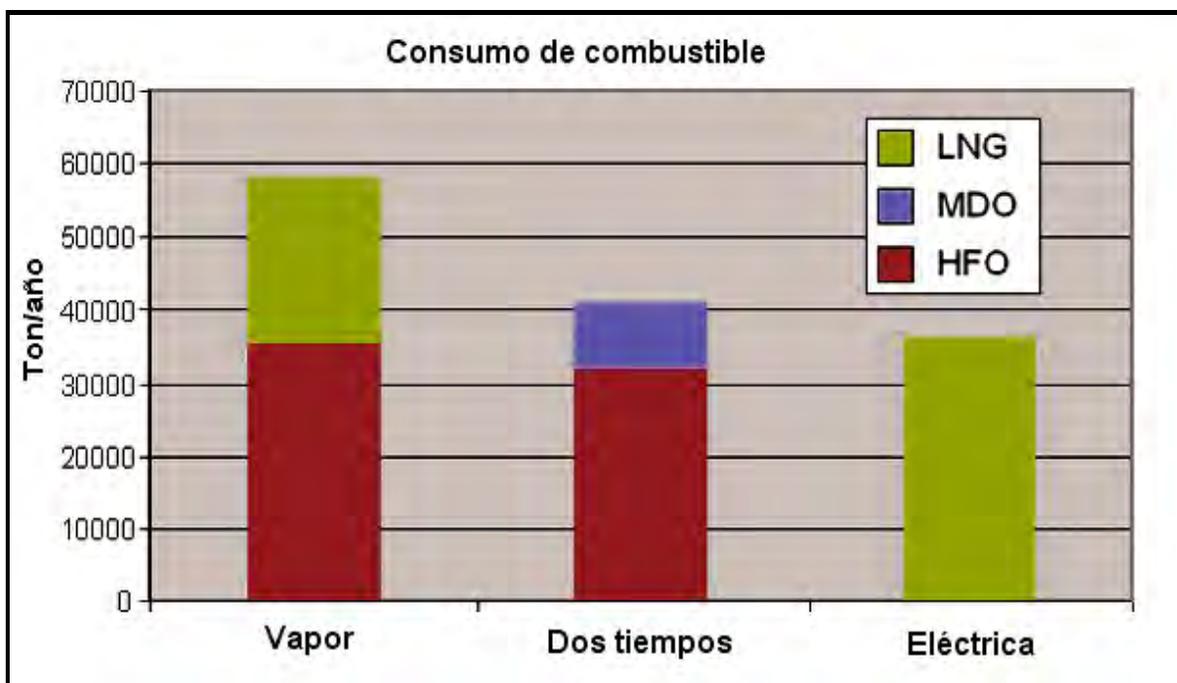


Figura N°2.25. Comparación del consumo de combustible de diferentes sistemas propulsivos

Los resultados dados en las figuras N° 2.25 y 2.26, muestran una clara ventaja del sistema eléctrico de propulsión con motores dual-fuel, con respecto al consumo de combustible y las emisiones. Por el consumo del combustible, ambos, la alternativa de

propulsión de motor de dos tiempos y propulsión eléctrica, son superiores a la solución del vapor.

Esto es básicamente debido al aumento de eficiencia térmica de la planta de propulsión con motores de combustión interna. Aun incluyendo las pérdidas eléctricas de transmisión, la solución dual diesel eléctrica tiene también consumo inferior de combustible que la solución de planta propulsora que usa motor de dos tiempos, porque la planta de relicuación adicional, requiere alrededor de 5MW de potencia continua durante la operación normal del buque.

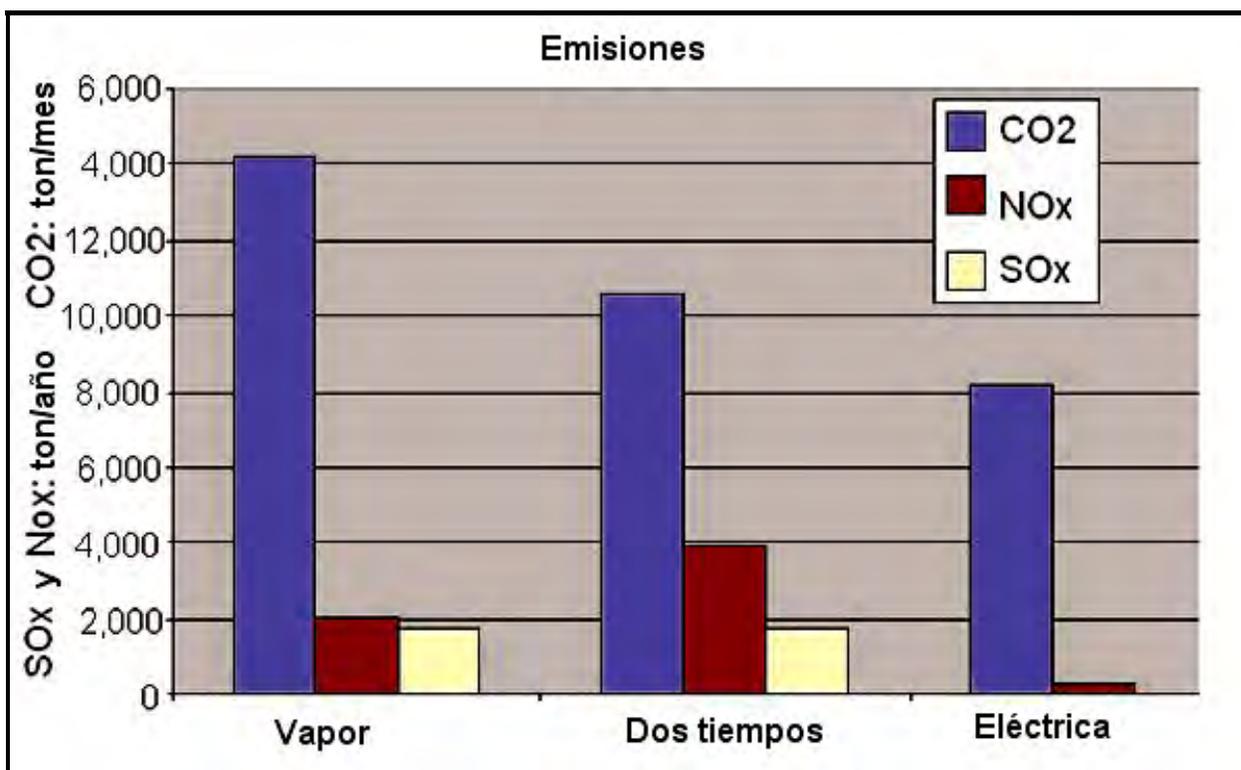


Figura N°2.26. Comparación de emisiones contaminantes entre distintos sistemas propulsivos.

La utilización de boil-off en el sistema de propulsión de vapor habría conducido a bajar las emisiones de SOx y NOx tal como lo indica la figura N°2.26. Las emisiones de CO₂ están fuertemente relacionadas con el consumo de combustible, junto con el bajo contenido de carbono en el GNL comparado con el HFO y el Marine Diesel Oil (MDO), nos da una clara ventaja el sistema de propulsión dual diesel eléctrica en relación a emisiones de CO₂.

En la figura siguiente se muestra una configuración típica para un buque GNL con motores diesel de media velocidad y propulsión eléctrica.

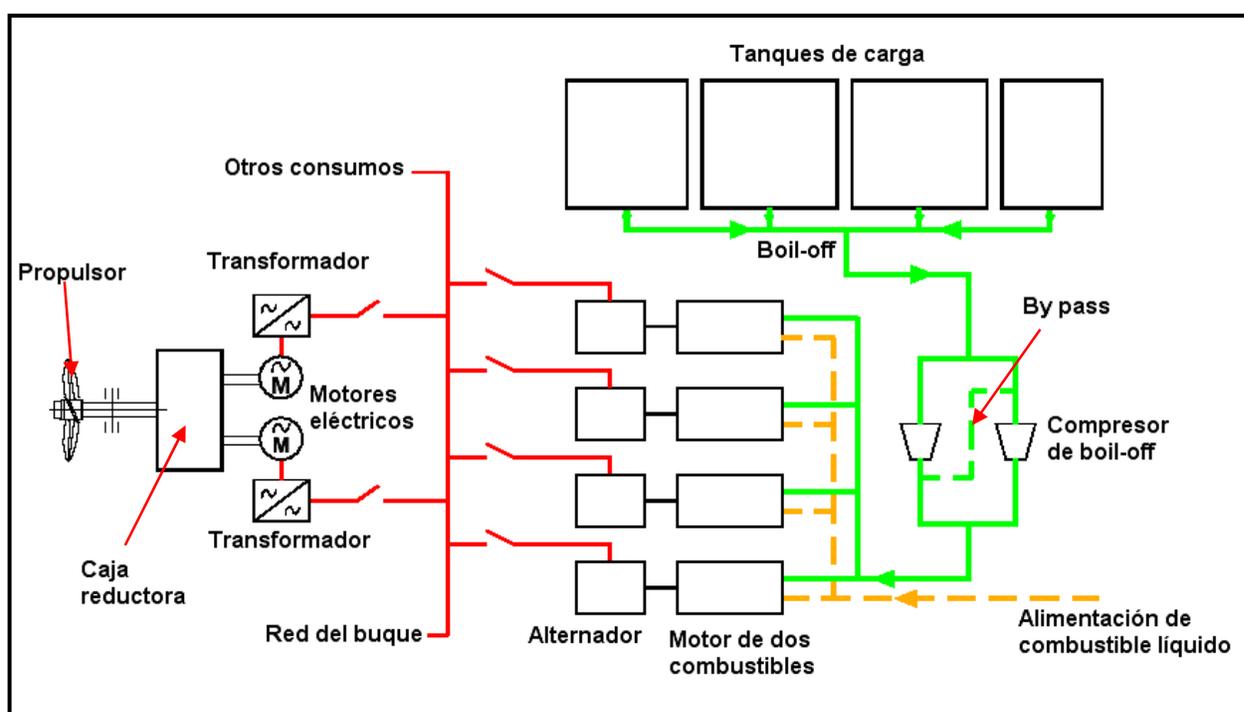


Figura N°2.27. Planta propulsora con motores de dos combustibles diesel-eléctrica.

2.16.7. Planta propulsiva con motor diesel de baja velocidad y relicuación.

Hay un número de diseños disponibles pero aún no hay ninguno en servicio. Los únicos buques GNL instalados con plantas de relicuación fueron modificados (el GNL "Lagos" y el "Port Harcourt")

Los sistemas Diesel-mecánicos con motores de dos tiempos y hélice de paso fijo (FPP) son considerados como una alternativa de propulsión para futuros transportadores de GNL. Este concepto de propulsión es comúnmente usado en otras flotas comerciales de buques cisterna, así también, necesita ser considerada como una opción para transportadores de GNL. Los principales obstáculos han sido el manejo del "BOG". La confiabilidad del sistema se compara hoy a la propulsión de vapor.

Usando motores de dos tiempos se requeriría de la instalación de una planta de relicuación para el tratamiento del "BOG". Esto significaría una capacidad adicional en la potencia instalada, y también consumo continuo adicional de potencia de casi 5 MW en condiciones de navegación. El total de la potencia instalada habría que aumentarla comparada con la propulsión a vapor e incluso más comparada con la propulsión eléctrica.

Como los requisitos de confiabilidad para transportadores GNL son sumamente altos, hay renuencia en el mercado para usar motores de dos tiempos para la propulsión de transportadores GNL.

a) Ventajas.

- ✓ Motor diesel convencional de baja velocidad.
- ✓ Alta eficiencia térmica.
- ✓ Disponibilidad de ingenieros.

b) Desventajas.

- ✓ Requiere mayor mantención.
- ✓ Muy elevados requerimientos de potencia para la planta de relicuación.

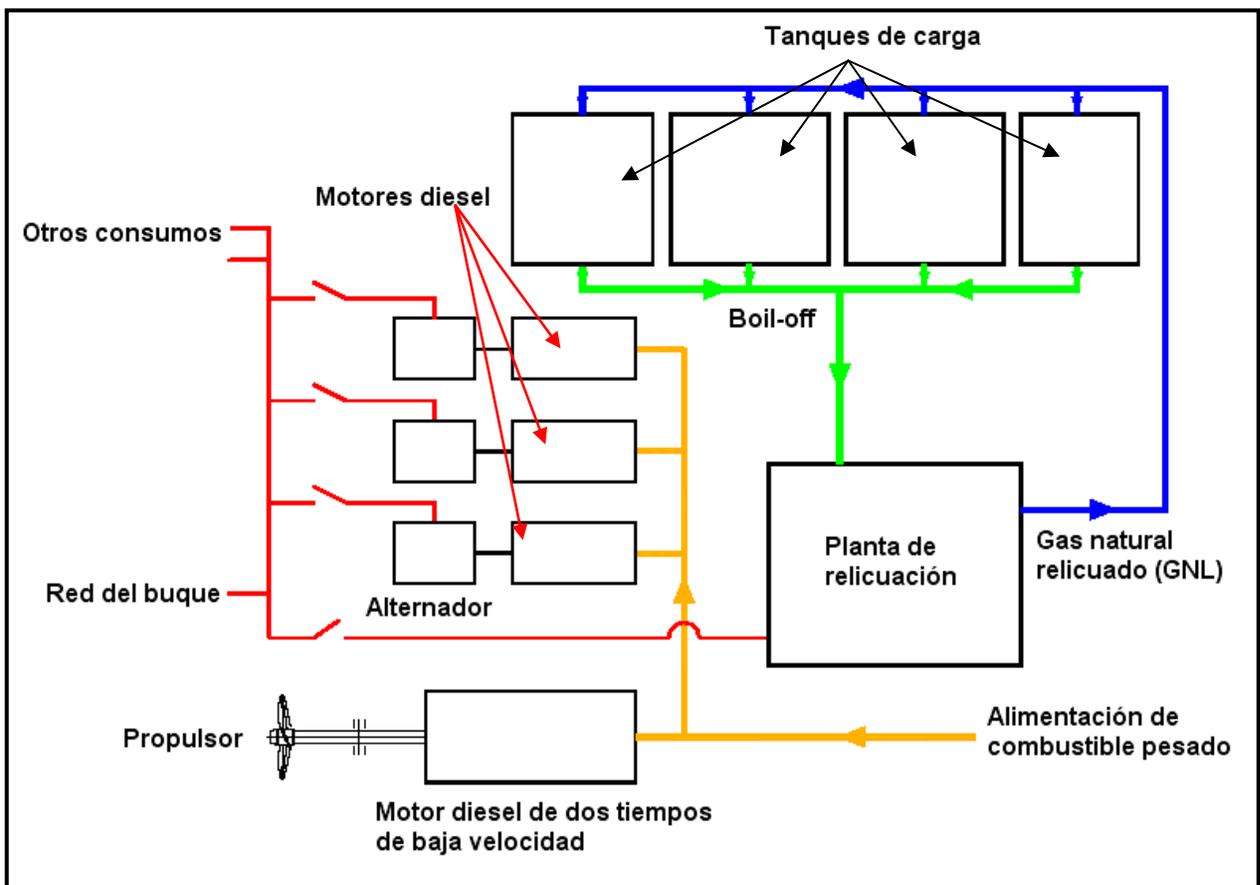


Figura N°2.28. Planta propulsora con motor diesel de dos tiempos de baja velocidad con planta de relicuación.

2.16.8. Planta propulsora con turbinas de gas y generación eléctrica.

Existe un buque GNL que fue instalado con un sistema de turbinas de gas pero más tarde fue reemplazado su sistema propulsivo principal. Este sistema incluye una turbina de gas principal y una pequeña turbina de gas que es usada para suministrar energía eléctrica en puerto para la carga/descarga, la combinación de las dos entrega la potencia necesaria en navegación.

a) Ventajas.

- ✓ Confiabilidad.
- ✓ Flexibilidad de configuraciones.
- ✓ Periodos largos de mantenimiento.
- ✓ Alta potencia generada en relación al volumen, incrementando la capacidad de carga.

b) Desventajas.

- ✓ La eficiencia térmica se encuentra entre la turbina de vapor y el motor diesel.

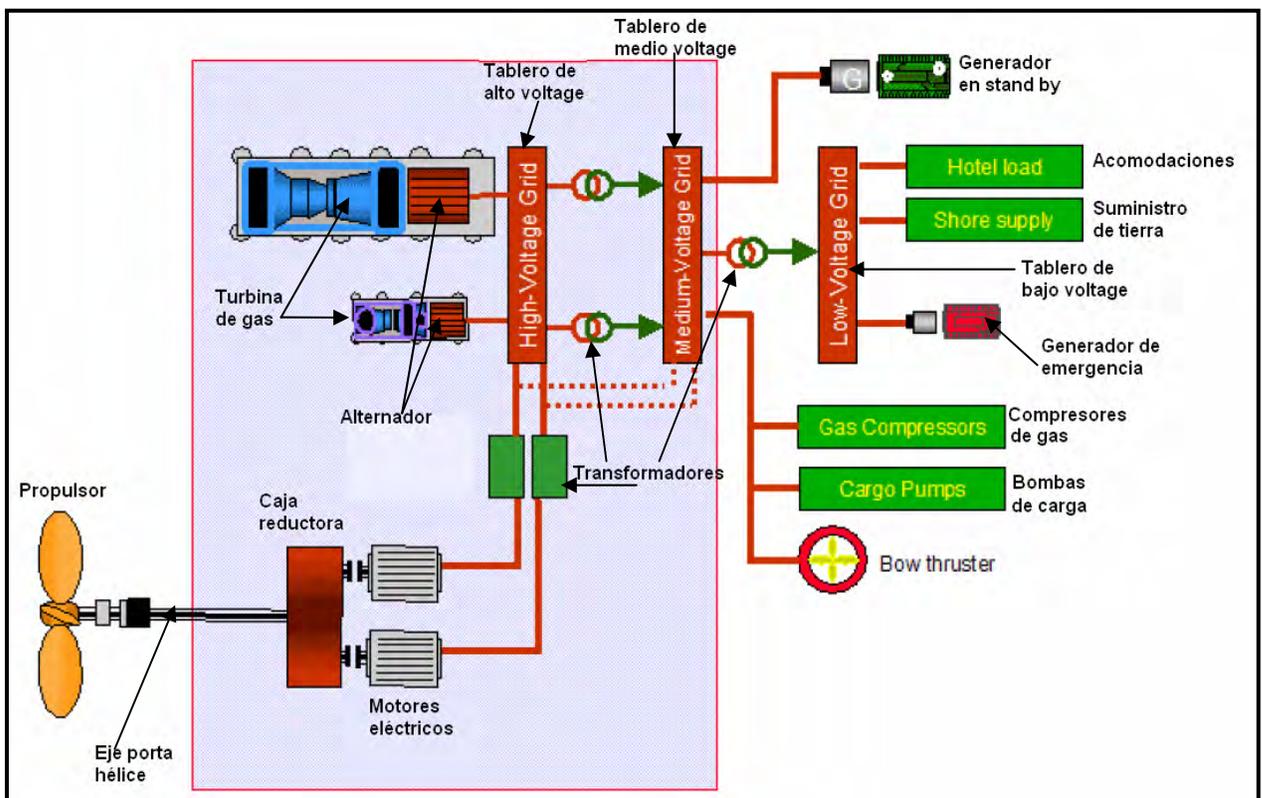


Figura N°2.29. Configuración de un sistema propulsivo eléctrico generado por turbina de gas.

2.17. Terminales para buques GNL.

2.17.1. Generalidades.

Ellos están dedicados principalmente a este único producto, aunque algunos terminales de GNL manejan también LPG. En muchos casos han sido especialmente construidos para un proyecto en particular de exportación e importación. Los terminales de GNL utilizan sólo brazos rígidos para transferir la carga. El brazo rígido es operado hidráulicamente. Estos serán instalados con acoplamientos los cuales tienen un sistema de largada o desacople de emergencia.

Los procedimientos de manejo de la carga de gas licuado pueden ser complejos y la carga misma es potencialmente arriesgada o peligrosa. Por estas razones, las personas que operan en transporte de gas, requieren un completo aprendizaje de élite del manejo del equipamiento del barco, del equipamiento de tierra y así también las propiedades de la carga. Ellos necesitan tener disponibles procedimientos de buena operación, así como planes de contingencia en caso de emergencias y accidentes en el lugar de trabajo.

El Gas Natural Licuado (GNL), es gas natural que ha sido enfriado hasta su condensación en líquido, que en condiciones de presión atmosférica, se consigue a -161 °C aproximadamente. Mediante este proceso de licuación se reduce su volumen en 610 veces aproximadamente. Esta reducción en volumen permite que el gas sea almacenado y transportado grandes distancias, lo cual no sería económicamente viable utilizando gasoductos, además de problemas técnicos o políticos que significarían la construcción de éstos.

Podemos distinguir cuatro procesos básicos en la cadena de valor del GNL:

- i) Exploración.
- ii) Licuefacción y Almacenamiento.
- iii) Transporte.
- iv) Almacenamiento y Regasificación.



Figura N°2.30. Cadena de valor del GNL.

i) Exploración.

De acuerdo con el mundo del petróleo, por el año 2001, las reservas mundiales demostradas de gas natural estaban en 5919 trillones de pies cúbicos (TPC), y aumenta un 8,4 % anual después del año 2000, y más reservas de gas natural continúan siendo descubiertas. Mucho de este gas natural tiene que pasar por un largo viaje hasta su destino de consumo.

En los últimos años el proceso de exploración ha avanzado significativamente, debido a un incremento tecnológico en el área. Esto ha permitido encontrar nuevas reservas en diferentes lugares del mundo, incluso en países donde no existe un mercado significativo de gas natural.

ii) Licuación y almacenamiento (Terminal de exportación).

La alimentación de gas hacia la planta de licuación viene desde el campo de producción (yacimientos de gas natural). Los contaminantes encontrados en la producción de gas natural son removidos para evitar que su congelamiento en el proceso de licuación pueda dañar el sistema de licuación cuando el gas es enfriado a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$., y reunir las especificaciones técnicas del contrato en el gasoducto en el punto de entrega. El proceso de licuación puede ser diseñado para purificar el GNL casi hasta un 100% de metano.

El GNL es un líquido criogénico. El término "criogénico" significa baja temperatura, generalmente bajo los $-73\text{ }^{\circ}\text{C}$. El GNL es un líquido limpio, con una densidad de alrededor de un 45 % la densidad del agua.

En el proceso de licuación es necesaria la extracción de algunos componentes como el dióxido de carbono y agua, con tal de que estos no se solidifiquen a la temperatura de -161°C . Este proceso se descompone en:

- 1) Proceso de extracción de CO₂.
- 2) Proceso de deshidratación y filtrado.
- 3) Licuación y almacenamiento.

El GNL es almacenado en tanques de doble muro a presión atmosférica (ver figura N°2.31). Los tanques de almacenamiento son verdaderamente un tanque dentro de un tanque. El espacio anular entre las dos paredes del tanque, está lleno de aislamiento. El tanque interno, en contacto con el GNL, está hecho con materiales apropiados para el servicio criogénico y cargas estructurales del GNL. Estos materiales incluyen acero al níquel al 9 %, aluminio y concreto. El tanque exterior es generalmente hecho de acero al carbono o de concreto.

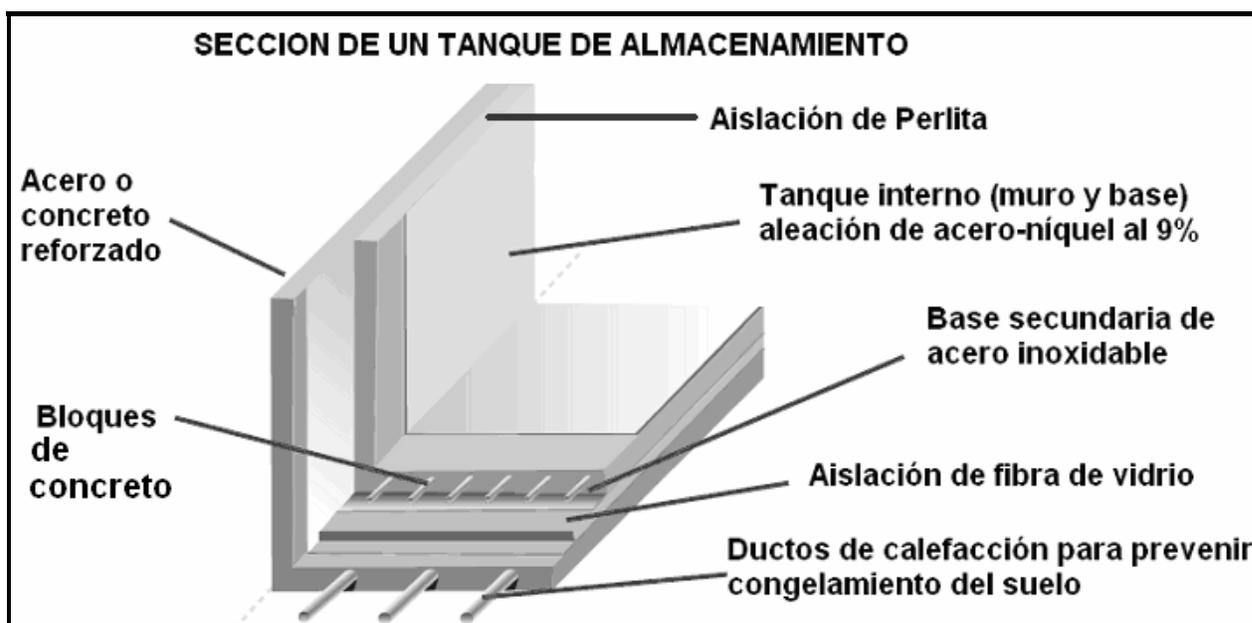


Figura N°2.31. Corte de un tanque de almacenamiento para Terminal de GNL.

iii) Transporte.

El proceso de transporte se realiza en buques diseñados especialmente para ello, estos constan de doble casco, con el fin de prevenir fugas o ruptura en el evento de un accidente, con capacidades entre 25,000 – 138,000 m³ (metros cúbicos), esto equivale, luego de la gasificación, a 73.6 – 73.8 MMm³ de gas natural. Además cuentan con un sistema de contención especial dentro del casco interior para mantener el GNL a presión atmosférica y a la temperatura debida.

Existen tres tipos de almacenamiento estándares:

- ✓ Diseño esférico (Moss).
- ✓ Diseño de membrana.
- ✓ Diseño prismático independiente tipo B (IHI).

El buque típico mide 274 m. de longitud (eslora), alrededor de 42 m. de ancho (manga) y 10 m. de casco sumergido (calado). Su valor es aproximadamente US\$160 MM. Por lo general son menos contaminantes que otras embarcaciones porque utilizan gas natural y fuel-oil como fuente de energía para la planta propulsora principal.

iv) Almacenamiento y regasificación (Terminal de importación).

Los buques tanque de GNL descargan en los Terminales especializados dedicados a almacenar y regasificar el GNL para la distribución a los mercados domésticos. Los terminales de tierra consisten de muelles, equipamiento de manipulación del GNL, tanques del almacenamiento, y conexiones a las tuberías de transmisión de gas a la región y las plantas de poder eléctricas. Los terminales fuera de la costa regasifican y bombean directamente el GNL a tuberías submarinas para poder después inyectarlo en los gaseoductos.

Un Terminal de importación de GNL consiste de atracaderos para descargar GNL a tierra firme a través de tuberías. En éste, el GNL en estado líquido es bombeado a un tanque de almacenamiento en tierra, después es bombeado a alta presión a través de diferentes partes del Terminal donde es calentado en un ambiente controlado para ser vaporizado e inyectado a las redes de gasoductos (ver figura N° 2.32).

El GNL se almacena en tanques diseñados para una contención confiable y segura. El diseño de los tanques de almacenamiento es variado, aunque por lo general son anchos y bajos de altura, de diseño cilíndrico y con techo en forma de cúpula, con una capacidad entre 50,000 – 150,000 m³.

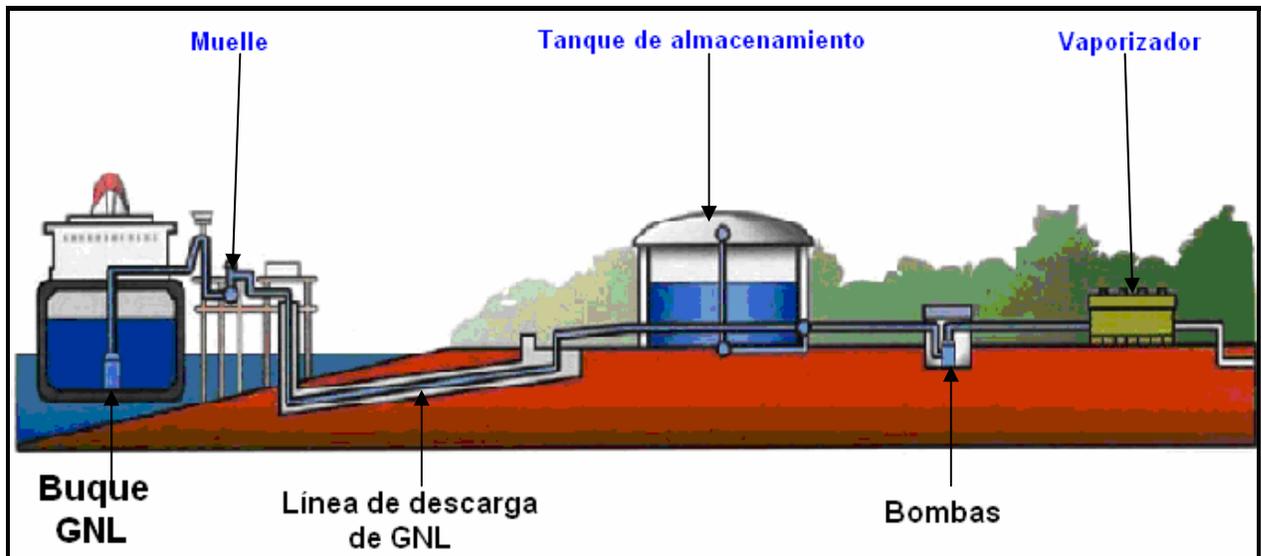


Figura N°2.32. Terminal costero de almacenamiento y regasificación de GNL

El GNL se calienta haciéndolo circular por tuberías con aire o agua de mar a la temperatura ambiente. Una vez que el gas es vaporizado se regula la presión y entra en la red de gasoductos como gas natural a los puntos de consumo.

Durante muchos años la industria del GNL se ha destacado por un historial de seguridad excelente, en comparación con la extracción y suministro de otros combustibles. Tan sólo ocho accidentes marítimos alrededor del mundo han resultado en derrames de la carga, sin embargo, en ninguno se produjo incendio o víctimas fatales. No ha sido el mismo caso en tierra, donde se han producido accidentes aislados, resultando en algunos casos víctimas fatales. Esto provocó una nueva regulación dentro de la industria conforme a la seguridad.

2.17.2. Los riesgos de los terminales de GNL.

Un accidente en 1944 en una de las primeras instalaciones GNL de E.E.-U.U. que mató 128 personas incentivó desconfianza en la población acerca de los peligros del GNL que aún persisten hoy en día. Tecnología y normas desde 1940 han hecho instalaciones GNL mucho más seguras, pero los peligros inherentes al GNL vienen intrínsecamente de ser un combustible volátil y ser usualmente enviado y almacenado en grandes cantidades. En enero del 2004 el accidente en el terminal de GNL Skikda de Argelia que mató e hirió más de 100 trabajadores ha acrecentado la controversia actual sobre la seguridad de las instalaciones de GNL.

Si el GNL se derrama sobre agua, podría (teóricamente) regasificarse casi instantáneamente convirtiéndose en una “mezcla explosiva”, pero un reporte de “Idaho National Engineering Laboratory” concluyó que “la transición causada por mezclarse el GNL y el agua no son violentos”. Las nubes de vapor de GNL no son tóxicas, pero podría causar asfixia al desplazar el aire. Tales nubes pueden empezar cerca del suelo (o agua) cuando están todavía muy frías, pero al elevarse en el aire comienza a calentarse, disminuyendo la amenaza para la gente que se encuentra a nivel del suelo. La extremada baja temperatura del GNL podría dañar a la gente y equipamiento a través de contacto directo. La extensión de tal contacto probablemente sería limitada, sin embargo, con un derramamiento más grande probablemente resultaría en un serio riesgo de fuego. El daño ambiental asociado con un derramamiento de GNL sería relacionado a un impacto por fuego y congelamiento cerca del derramamiento, hasta que el GNL se halla disipado completamente y no haya residuos.

2.17.3. La seguridad record de GNL.

Desde que el envío internacional de GNL comenzó en 1959, los buques cisternas han llevado más de 33.000 cargamentos de GNL sin un accidente grave en el mar o dentro de un puerto. Los tanqueros de GNL tienen experiencia en este terreno y ninguna de las colisiones durante este período ha resultado en un derramamiento grave. Los record de seguridad en el mar del GNL son en parte debido al doble casco en el diseño de los buques GNL. Este diseño les hace más robusto y menos propenso a los derramamientos accidentales. Los buques de GNL llevan también radar, sistemas de posición global, sistemas automáticos de emergencia y faros para hacer señales si está en problemas. Los sistemas de seguridad del cargamento incluyen instrumentos que pueden cortar las operaciones si ellas se desvían de lo normal, así como detectores de gas y detectores de gas inflamable.

El registro de seguridad de los terminales de tierra del GNL es más mixto. Hay aproximadamente 40 terminales GNL en el mundo (y más de 150 otras instalaciones de almacenamiento de GNL). Desde 1944, ha habido aproximadamente 13 accidentes graves en estas instalaciones directamente relacionadas con el GNL. Dos de estos accidentes causaron sólo la muerte de trabajadores de la instalación, uno en Argelia en 1977, y otro en Cove Point, Maryland, en 1979. El 19 de enero de 2004, un incendio en las instalaciones de tratamiento de GNL en Skikda, Argelia (ver figura N°2.33) mató aproximadamente unos 27 trabajadores e hirió otros 74. El incendio de Skikda destruyó completamente la planta procesadora y lesionó un atracadero marino, no se dañó el

segundo proceso de la planta ni los tres tanques de almacenamiento de GNL también localizados en el Terminal. Mientras el accidente Skikda no hirió a los 12.000 trabajadores restantes en el complejo, se consideró el peor incendio petroquímico de la planta en Argelia en más de 40 años. Según informaciones de la prensa, la investigación preliminar señaló que el accidente se debió a una fuga de una tubería de gas licuado, lo cual permitió la formación de una nube de vapor que subsiguientemente encendió. Otros tres accidentes en plantas de GNL en el mundo desde 1944 han causado también muertos, pero éstos fueron accidentes durante la construcción o mantenimiento, en los cuales el GNL no estaba involucrado.



Figura N°2.33. Ubicación geográfica de Skikda (Argelia) en el norte de África.

2.18. Ciclo de operación de un buque GNL.

Las operaciones comúnmente consideradas en un buque GNL son mostradas en el siguiente diagrama de bloques (figura N°2.34).

Los tiempos de operación para las distintas escalas son bastante diferentes entre los sistemas de contención de carga (sistema de membrana, sistema Moss).

2.18.1. Inertizar (inerting).

Inertizar significa desplazar el aire fresco con gas inerte seco. Los pasos son los siguientes.

- a) El inertizado es ejecutado durante la travesía del buque si este posee un generador de gas inerte.
- b) El inertizado puede ser también ejecutado usando un generador de gas inerte de una barcaza.
- c) El buque normalmente arribará al puerto de carga totalmente inertizado.

2.18.2. Gasificado (Gassing up).

En el puerto de carga el buque, cargara en un principio GNL desde tierra a velocidad lenta. Los pasos son los siguientes.

- a) El GNL es vaporizado para formar vapor de GNL, este es calentado a alrededor de 5°C.
- b) El vapor es bombeado dentro de los tanques de carga desplazando lentamente el gas inerte.

Nota: Esta operación no es necesaria si es usado nitrógeno como gas inerte, o si el buque, como de costumbre, mantiene en la travesía una atmósfera con nitrógeno en los tanques de carga.

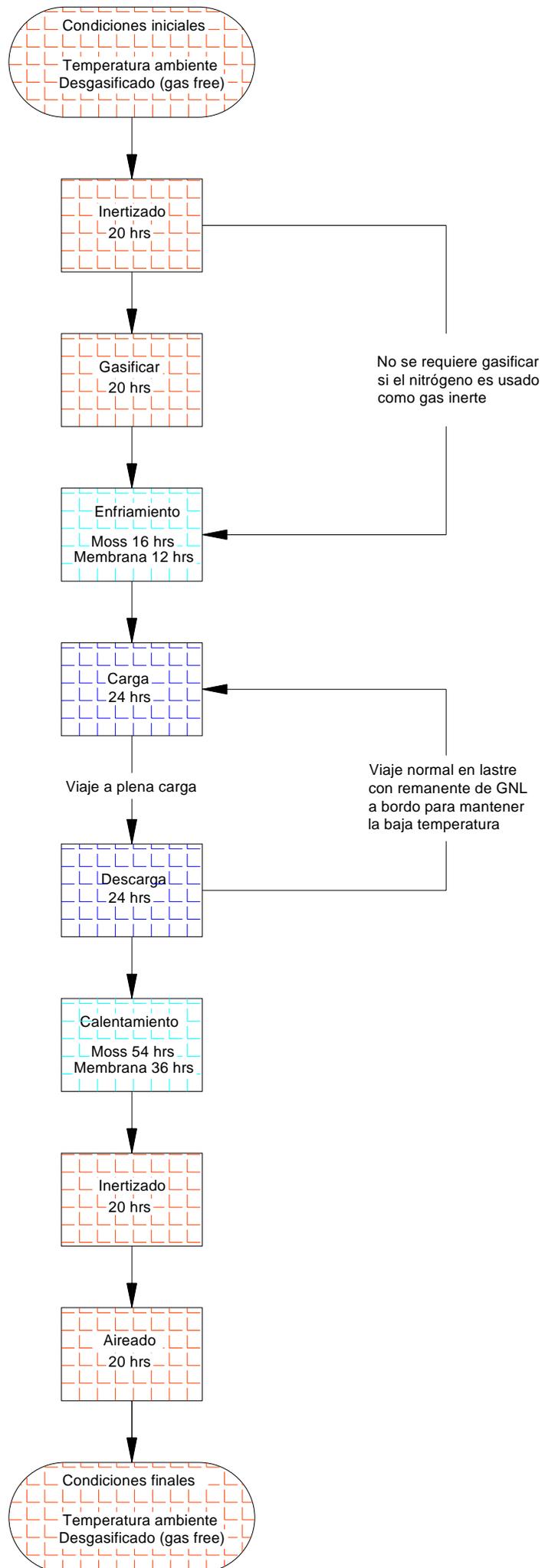


Figura N°2.34. Diagrama de bloques de operación de un buque GNL

2.18.3. Enfriar (Cool down).

Previo al embarque de la carga, los tanques deben ser enfriados lentamente, pulverizando GNL líquido enviado desde tierra directamente dentro de los tanques de carga mediante la línea spray.

Esto es necesario para evitar los esfuerzos de contracción térmica y subida excesiva de la presión dentro de los tanques de carga debido a la rápida evaporación de GNL durante la carga.

Las instrucciones de enfriamiento del tanque de carga deben ser estrictamente seguidas, un enfriamiento más rápido que el especificado para el sistema de contención puede dañar los tanques de carga (membranas, esferas, etc).

Un promedio de tiempo puede ser 5 a 10°C por hora, permitiendo completar el enfriamiento en aproximadamente 12 o 16 horas.

2.18.4. Embarque de la carga (loading cargo)

El embarque de la carga incluye los siguientes pasos:

- a) Sondaje de los estanques de carga.
- b) Enfriamiento de las líneas de carga.
- c) Llenado del los estanques de carga.
- d) Sondaje de los estanques de carga.

2.18.5. Descarga (discharging)

La descarga incluye los siguientes pasos:

- a) Sondaje de los estanques de carga.
- b) Enfriamiento de las líneas de descarga.
- c) Descarga de los estanques de carga.
- d) Sondaje de los estanques de carga.

2.18.6. Calentar (warming up).

Consta generalmente de los siguientes pasos:

- a) Destrincar el buque del puerto de descarga.
- b) Calentar los tanques gradualmente con vapor de metano, obtenido por vaporización de GNL remanente del buque después de la descarga, este vapor de metano caliente es recirculado dentro de los tanques de carga hasta que el GNL remanente es totalmente vaporizado.
- c) El gas caliente usualmente se quema en las calderas del buque, o se envía a tierra si este está en el Terminal.

2.18.7. Inertizado (inerting).

Los siguientes pasos son normalmente considerados:

- a) Se desplaza el metano con gas inerte seco.
- b) El gas es enviado a las calderas del buque o al Terminal en tierra.
- c) Una vez que el metano disminuye su concentración a límites seguros, se puede enviar al mástil de venteo del buque.

2.18.8. Airear (Aerating).

Airear consiste en desplazar el gas inerte con aire fresco seco.

CAPITULO III

3. GAS INERTE.

3.1. General.

Un gas inerte es un gas que al mezclarse con otros gases no reacciona químicamente. Un primer grupo de gases inertes está formado por los gases nobles, los cuales no experimentan ninguna reacción química con ninguna otra sustancia. Un segundo grupo de gases corresponde a aquellos que, como el nitrógeno (N_2) y el dióxido de carbono (CO_2), sí son susceptibles de reaccionar químicamente, pero no lo hacen en las condiciones que tiene lugar determinado proceso en un buque gasero. Por ejemplo, el nitrógeno es un gas inerte que constituye gran parte del aire en la atmósfera, pero en otras condiciones de presión y temperatura, si reacciona químicamente con otras sustancias. El objetivo de usar estos gases (de bajo costo) es para lograr una “Condición Inerte” en el tanque de carga, es decir, sin reacción alguna entre los gases propios de la carga y el contenido de oxígeno que se pueda encontrar. Este nivel de un 8% de oxígeno o menos, está regulado por OMI.

Una planta de Gas Inerte es todo el equipo ubicado e instalado para suministrar, enfriar, limpiar, presurizar, monitorear y controlar el rendimiento del gas inerte, para luego ser distribuido a los tanques de carga. Para ello el sistema de distribución, cuenta con tuberías, válvulas e instalaciones asociadas para distribuir el gas inerte desde la planta a todos los tanques de carga cuando se necesite desgasificar, inertizar o purgar éstos, y lugares donde se requiera, como los void space.

Las embarcaciones para GNL generalmente están provistas con instalaciones para el almacenamiento de nitrógeno líquido. Sin embargo, la cantidad de nitrógeno es rara vez suficiente para las operaciones de purgado de tanques y para inertizar los espacios entre barreras. Cuando se requiere inertizar o purgar los buques GNL, el nitrógeno o gas inerte generado por combustión son suministrados generalmente desde tierra.

Sin embargo, muchos buques gaseros tienen la capacidad de generar su propio gas inerte. La producción de gas inerte a bordo se basa por lo general en dos técnicas:

- ✓ Un gas inerte producido al quitar el oxígeno del aire por medio de absorción o separación física.
- ✓ Gas inerte producido por combustión de diesel marino o gasóleo. Este es el sistema más usado por los buques gaseros.

La inertización del sistema de carga de tanques y tuberías se lleva a cabo principalmente para asegurar una condición no inflamable en el subsiguiente ambientado del tanque (cool down) con el vapor del producto que se va a cargar. Para el propósito, se considera generalmente adecuada una reducción en la concentración de oxígeno de hasta un 5% del volumen, aunque usualmente se prefieren valores menores.

El gas inerte se puede usar en varias formas para conseguir tanques de carga inertizados. No se puede identificar ningún método como el mejor, ya que esto varía con el diseño del tanque de carga, las disposiciones de la tubería de líquido y vapor, características del compresor de gas inerte y de carga, y las diferencias en densidad del gas. Generalmente, cada barco habrá establecido en forma individual sus procedimientos de acuerdo con su experiencia. El método de desplazamiento es teóricamente más eficiente, pero su eficiencia depende de una buena estratificación entre el gas inerte introducido y el aire o vapores que se van a expulsar. A menos que las disposiciones de entrada de gas inerte y las diferencias de densidad de los gases sean propias para la estratificación, podría ser mejor optar por un método de dilución y promover la entrada turbulenta del gas inerte y el consecuente mezclado del que depende la eficiencia de la dilución.

Sea cual fuere el método que se emplea, es importante medir permanentemente la concentración del oxígeno en cada tanque y en cuantos lugares sea posible, usando las conexiones de muestreo de vapor de que se dispone. De esta manera, se puede evaluar el progreso de la inertización y dar alguna seguridad de que finalmente el tanque está adecuadamente en vía de ser inertizado en todo su volumen.

Existen dos procedimientos que se pueden emplear para el inertizado de los tanques de carga: desplazamiento ó dilución.

3.2. Efecto del gas inerte en la inflamabilidad.

Cuando un gas inerte es ingresado a una mezcla gas de hidrocarburo/aire, el resultado es un incremento del “Límite Inferior de Inflamabilidad” y una disminución del “Límite Superior de Inflamabilidad”. Éste efecto es ilustrado en la figura N°3.1, el cual deberá ser respetado siempre.

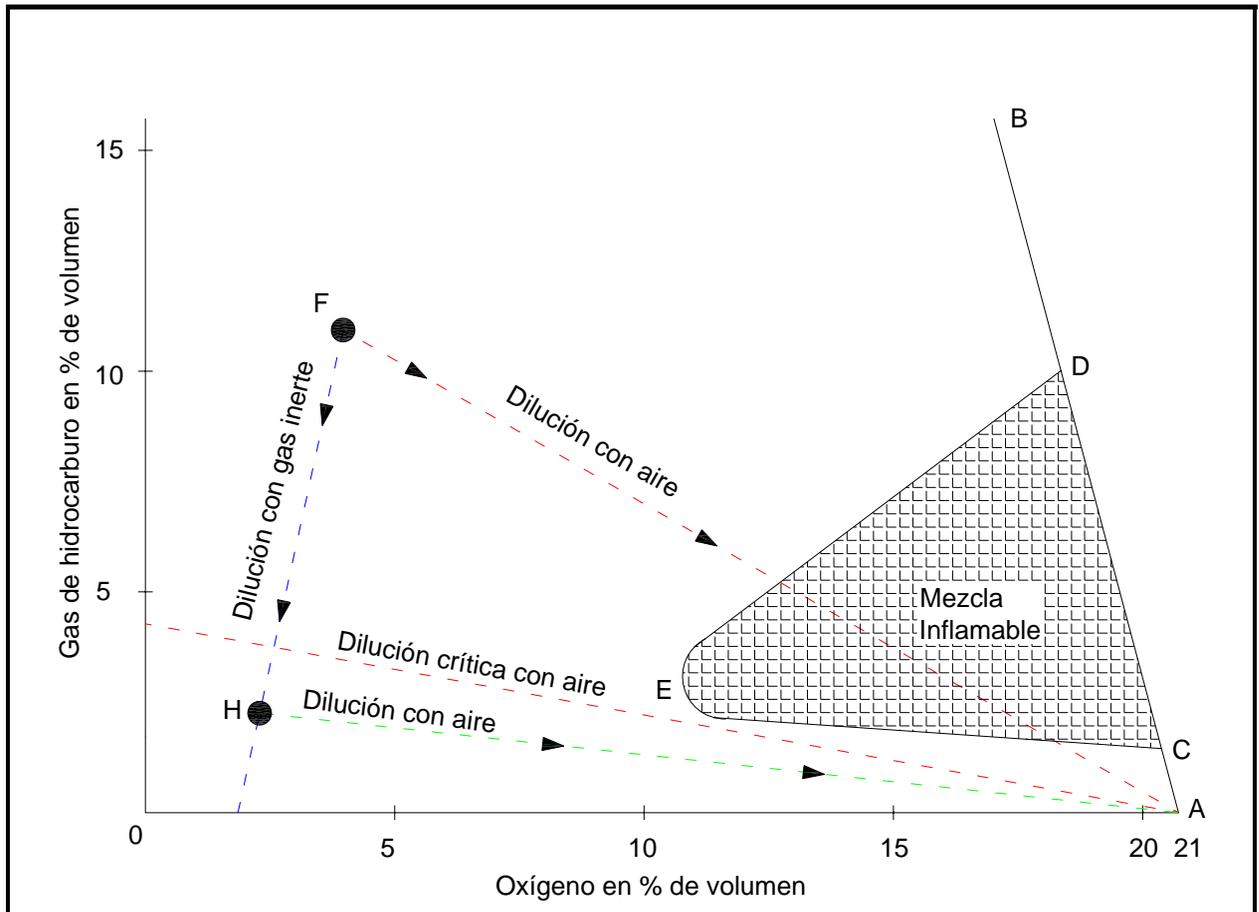


Figura N°3.1. Diagrama de mezclas de hidrocarburo y oxígeno.

Este gráfico muestra en todo su dominio mezclas de gases de Hidrocarburo con oxígeno. La distancia entre los puntos C y D corresponde al rango de inflamabilidad, es decir, en toda esa área, la mezcla entre gases combustibles y oxígeno es la necesaria para producir la combustión, sólo faltaría la temperatura de ignición. El área oscura llamada “Zona de Mezcla Inflamable” decrece a medida que el porcentaje de oxígeno disminuye hasta aproximadamente un 11% donde se produciría el punto de equilibrio entre gases combustibles y oxígeno para la combustión (punto E).

El límite inferior de inflamabilidad AC, muestra la insuficiencia de gases de hidrocarburo para lograr la combustión y el límite superior de inflamabilidad DB, muestra el exceso de gases combustibles para sostener la combustión, es decir, está muy saturado de gases combustibles. En ambos casos es imposible lograr la combustión.

Si nos situamos en el punto F, vemos que tenemos aproximadamente 11% de gases de hidrocarburos y un 4% de oxígeno. Si automáticamente ingresamos aire al tanque, se vería disminuido el porcentaje de gases de hidrocarburo en la mezcla total y a su vez aumentaría el porcentaje de oxígeno, lo que peligrosamente nos llevaría a la zona inflamable (FA). Ahora si nos ubicásemos en el mismo punto (F) e ingresáramos un gas inerte a la mezcla, el porcentaje de gases de hidrocarburo y el oxígeno decrecerían (FH), hasta aproximadamente un 2% de gases de hidrocarburos, lograda esta condición previo muestreo, ventilamos con aire (HA) evitando pasar por la zona de mezclas inflamables. Es por esto que SOLAS exige que para buques que transportan cargas de hidrocarburo cuenten con una planta de gas inerte.

3.3. Métodos de reemplazo de gas.

Existen dos operaciones que involucra el reemplazo de gas desde los estanques de carga.

- ✓ Inertizado.
- ✓ Desgasificado.

En cada una de estas dos operaciones de reemplazo, uno o dos procedimientos son predominantes:

- ✓ Dilución.
- ✓ Desplazamiento.

Estos dos procesos tienen un marcado efecto sobre el método de monitoreo de la atmósfera del tanque para la interpretación de los resultados. Un entendimiento sobre el proceso de reemplazo dentro del tanque de carga y correcta interpretación de la lectura que muestran apropiados instrumentos de medición de gas, harán más entendible los procesos.

La teoría asume que cuando se acerca una mezcla de gases ajena a la carga para formar mezcla homogénea en el tanque, el resultado es que la concentración del gas original decae exponencialmente. En la práctica la cifra actual de gas reemplazado depende del volumen del flujo del gas inerte ingresado, la velocidad de entrada y las dimensiones del tanque. Para completar una faena de reemplazo de gas es importante

que la velocidad de entrada del flujo de gas inerte sea tan alta que barra desde la parte baja al techo del tanque de carga.

La figura N°3.2, muestra el proceso de dilución con el ingreso de gas inerte y la expulsión de la mezcla de gases, además de ilustrar la turbulencia natural que tendría el proceso dentro del tanque. Se muestran las típicas curvas de concentración de gas en la parte media del tanque, cerca de la entrada y cerca de la salida, con respecto al tiempo.

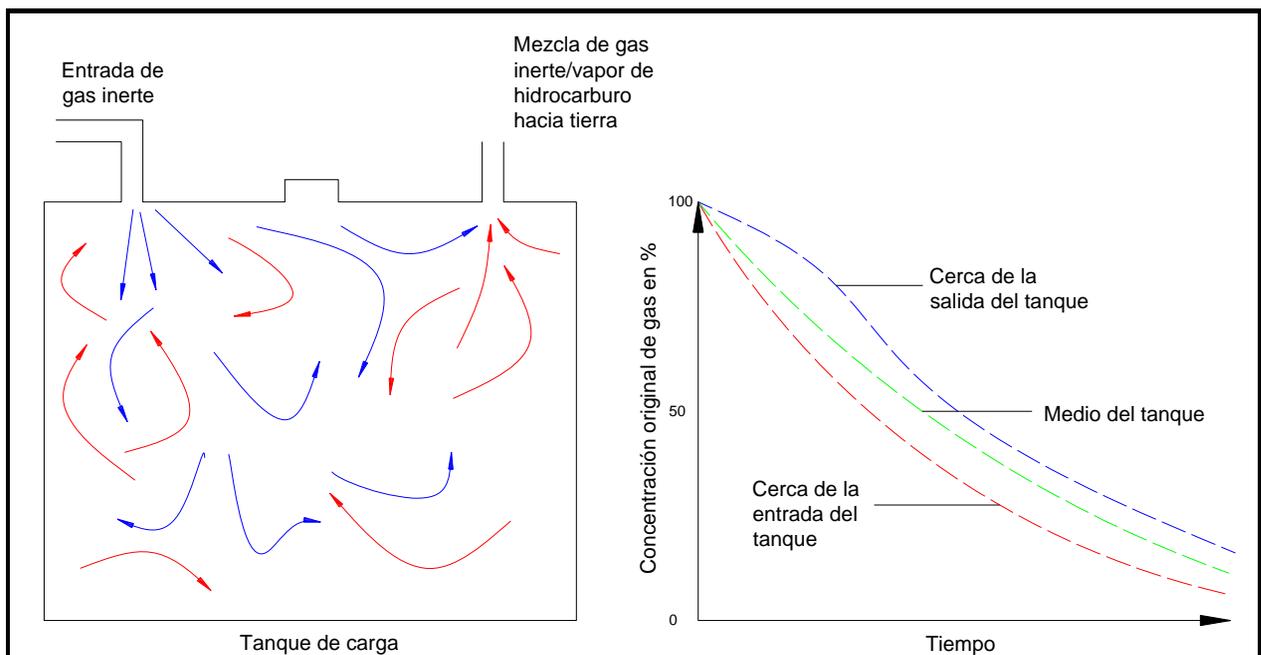


Figura N°3.2. Proceso de dilución.

Un reemplazo ideal requiere una interfase estable horizontal entre el gas más liviano (Gas inerte) que está entrando desde la parte alta del tanque y el más pesado (Vapor de hidrocarburo) que está siendo reemplazado desde la parte baja del estanque a través de una adecuada tubería instalada como se muestra en la figura N°3.3. Este método requiere una relativa baja velocidad de entrada de gas inerte y es de suma importancia confirmar y verificar que la instalación está siendo operada bajo los parámetros requeridos, como por ejemplo, temperatura del gas inerte que está ingresando al tanque de carga.

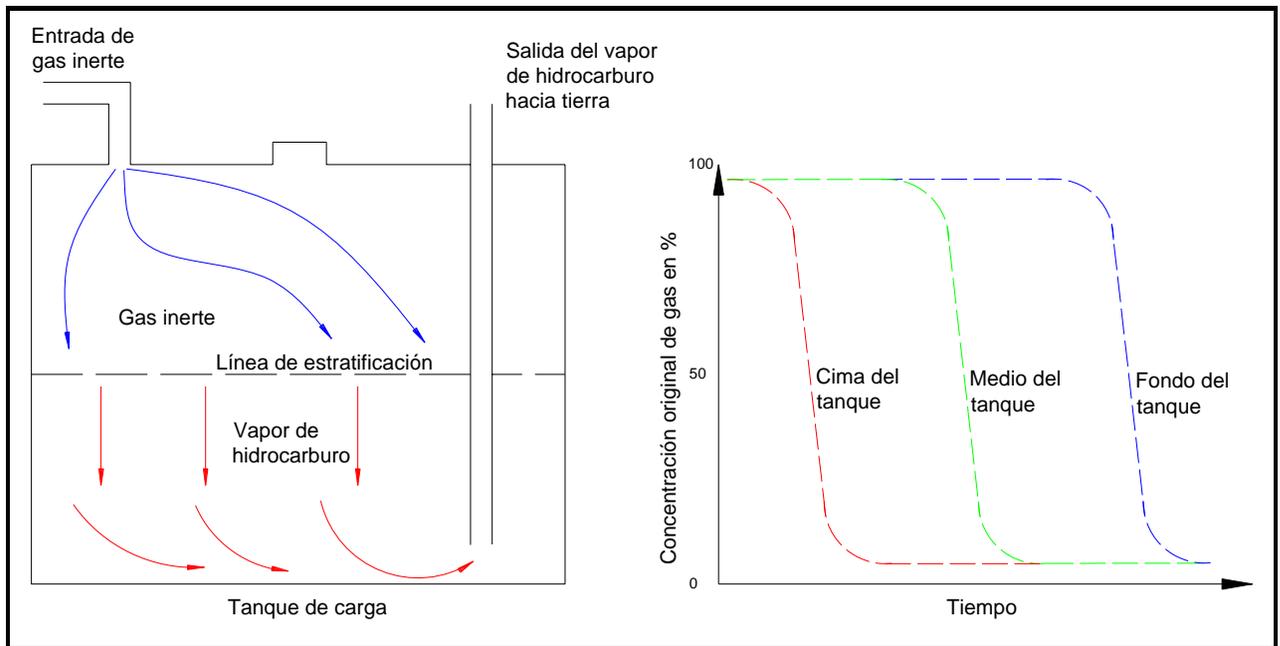


Figura N°3.3. Inertizado usando el método de desplazamiento.

3.4. Inertizar.

La inertización se puede llevar a cabo por dos métodos, de dilución y desplazamiento. La forma de inertizar dependerá del como esté dispuesto el tanque, ya sea por sus tuberías de entrada (por la parte alta o baja), como del sistema de extracción de la mezcla de gases.

Para la inertización, se puede utilizar el gas inerte de los gases de escape del motor principal y caldera, esto como última medida en caso de no contar con una planta generadora de gas inerte operativa. El resultado es un desplazamiento del aire o de los vapores de la carga, hasta lograr el 2% de oxígeno en la atmósfera dentro del tanque, lo que se va comprobando tomando muestras desde los puntos correspondientes en los diferentes niveles del tanque y en la línea donde sale el producto que se está barriendo.

Para recordar por dónde se debe hacer ingreso de un producto para desplazar a otro de menor densidad se recuerda fácilmente con la sigla NAIL como sigue:

- ✓ **N** itrogen (nitrógeno).
- ✓ **A** ir (aire).
- ✓ **I** nert gas (gas inerte).
- ✓ **L** ng (vapores de LNG).

Recuerde que una atmósfera inerte dentro del tanque o en los void space, es segura contra inflamación y explosividad, pero no existe oxígeno suficiente para la vida humana.

3.5. Planta de gas inerte.

3.5.1. General.

El sistema de gas inerte reduce el peligro de inflamaciones y explosiones dentro de los estanques de carga producto de que mantiene reducido el porcentaje de oxígeno y también reduce a proporciones seguras las concentraciones de gases de hidrocarburos.

3.5.2. Definiciones.

- a) **Gas inerte:** es un gas que contiene insuficiente oxígeno para sostener una combustión de hidrocarburos.
- b) **Condición inerte:** es cuando un espacio cerrado tiene un reducido contenido de oxígeno (8% o menos).
- c) **Planta de gas inerte:** es un sistema especialmente diseñado para monitorear y controlar el suministro de gas inerte frío, limpio y presurizado.
- d) **Gas freeing (libre de gas):** opuesto al inertizado. Es el reemplazo de una atmósfera inerte con aire fresco.
- e) **Purgado:** es la introducción de gas inerte dentro de un espacio inerte para:
 - ✓ Reducir el contenido de oxígeno.
 - ✓ Reducir el nivel de hidrocarburo en el gas inerte para que el aire pueda ser introducido sin que la mezcla (aire/vapor de hidrocarburo) entre en el rango de explosividad.

3.6. Sistemas de producción de gas inerte para buques que transportan GNL.

3.6.1. Generador de nitrógeno.

Dos plantas generadoras de nitrógeno de igual tamaño del tipo de filtro de membrana son usualmente instaladas dentro de la cubierta de máquinas con acceso directo a la sala de máquinas y a la cubierta principal de los buques GNL.

La capacidad de la planta generadora de nitrógeno debe ser tal que una unidad debe satisfacer todos los requerimientos de servicio normales más un 20% de margen. En periodos excepcionales de alta demanda, pueden ser utilizadas las dos unidades generadoras de nitrógeno operando en paralelo.

La alimentación de aire debe ser suministrada al generador de nitrógeno desde el sistema de compresión de aire de la sala de máquinas.

El nitrógeno producido por la unidad debe encontrarse especificado para el diseño del sistema de contención, pero en cualquier caso, debe ser libre de polvo, aceite y deben encontrarse los siguientes requerimientos mínimos de calidad:

- ✓ O₂ ≤ 3% del volumen.
- ✓ Punto de rocío ≤ -65°C a presión atmosférica.

La planta debe operar en forma totalmente automática, debe ser ordenada por control remoto, y debe ser monitoreada desde la sala de control de carga. El flujo de descarga de la planta debe ser desviado si el contenido de oxígeno excede el 3% del volumen. La descarga de O₂ desde los filtros de membrana de la planta generadora de nitrógeno debe ser llevado a la cubierta principal, por lo menos 3 m sobre la cubierta, en una posición donde no existan fuentes de ignición.

3.6.2. Sistema de generación de nitrógeno con filtro de membrana.

3.6.2.1. General.

El aire ambiental contiene Nitrógeno (78.1%), oxígeno (20.9%), argón (1%), bióxido de carbono, vapor de agua y rastros de otros gases inertes. Debido a esta gran cantidad de nitrógeno en el aire se han desarrollado sistemas para separar el nitrógeno del aire

presurizado. Este es pasado a través del hueco fibrático de una membrana. El Oxígeno y el vapor de agua tienen velocidad de difusión alta y penetran con rapidez a través la pared de la membrana. El nitrógeno tiene una velocidad de difusión baja penetrando lentamente a través de la pared de la Membrana, esto hace que en la salida de la membrana casi el 97% del volumen de gas sea nitrógeno.

3.6.2.2. Equipos del sistema.

- a) **Compresores de aire:** el aire comprimido que alimenta el sistema de generación de nitrógeno proviene del sistema de aire comprimido de la sala de máquinas.

El sistema de Membrana necesita una presión de entrada alta (recomendado 10-13 bar). Con una presión de entrada menor (7 bar), el rendimiento del sistema membrana disminuye entre un 40-50%.

- b) **Filtros de aire:** el pre-tratamiento del aire comprimido está incluido en el sistema y es constituido por filtros absorbentes de humedad y un filtro fino para material particulado.

- c) **Membrana separadora:** consiste en una membrana de fibra hueca capaz de separar nitrógeno del aire por una parte y oxígeno por otra (ver figura N°3.4).

El sistema de Membrana es mucho más sensible a la contaminación. Los fabricantes recomiendan utilizar aceite sintético en los compresores de aire para garantizar que el aceite no dañe la membrana. Evidentemente este aceite es mucho más caro que el estándar de los aceites usados en los compresores.

- d) **Analizador de oxígeno:** el sistema posee un analizador de oxígeno, este analizador controla en forma continua el contenido de oxígeno en el nitrógeno.

- e) **Calentador de aire:** se debe instalar un calentador de aire para optimizar el trabajo de la membrana. La temperatura óptima de operación esta entre los 45-55 °C dependiendo del fabricante de la membrana. Si la temperatura crece, el consumo de aire presurizado también crecerá.

- f) **Secador frigorífico:** este equipo es muy importante debido a que baja el punto de rocío del aire y en consecuencia también el del nitrógeno dejando este

parámetro dentro de los requerimientos del sistema de contención del buque GNL.

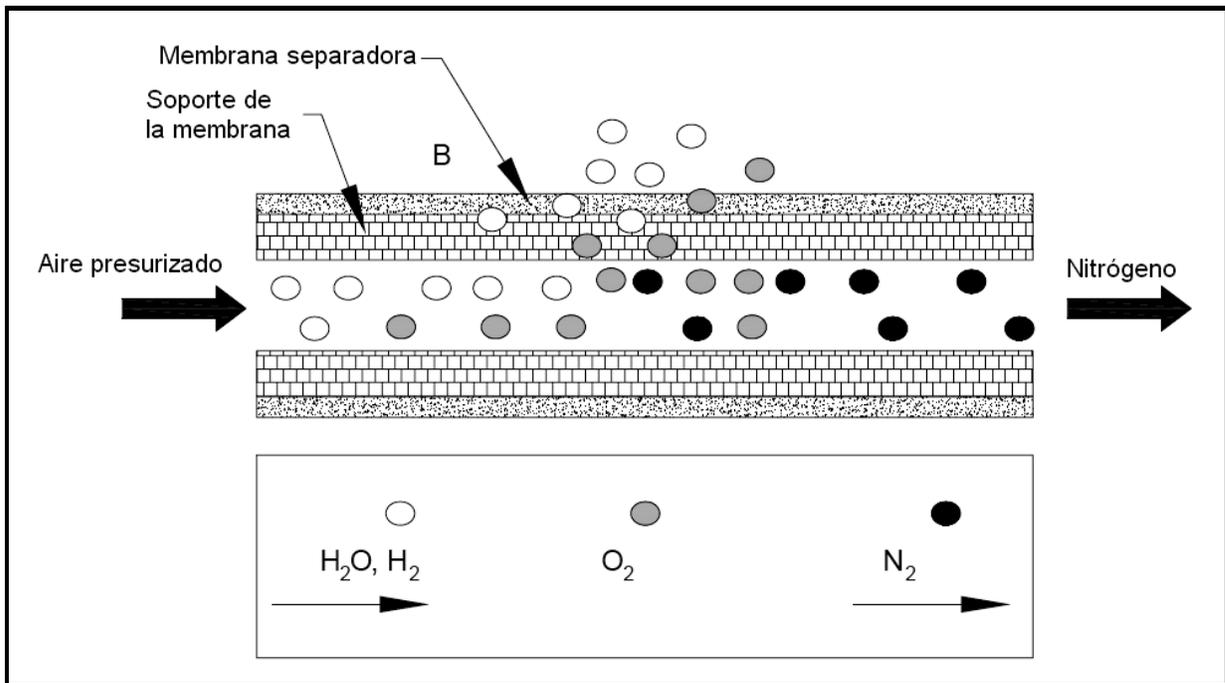


Figura N°3.4. Membrana separadora de nitrógeno del aire.

3.6.2.3. Descripción de funcionamiento.

Como se muestra en la figura N°3.5, el aire que alimenta el sistema proveniente del sistema de compresión de aire de la sala de máquinas, pasa a través de un separador de agua, después pasa por un separador de aceite y un filtro fino de material particulado, a continuación pasa a través de un secador frigorífico que es el encargado de bajar el punto de rocío del aire para ajustarse a los requerimientos de los sistemas de contención del GNL. Después pasa al calentador de aire y a la membrana separadora para luego ser almacenado el nitrógeno en un estanque para ser utilizado cuando sea necesario en el buque.

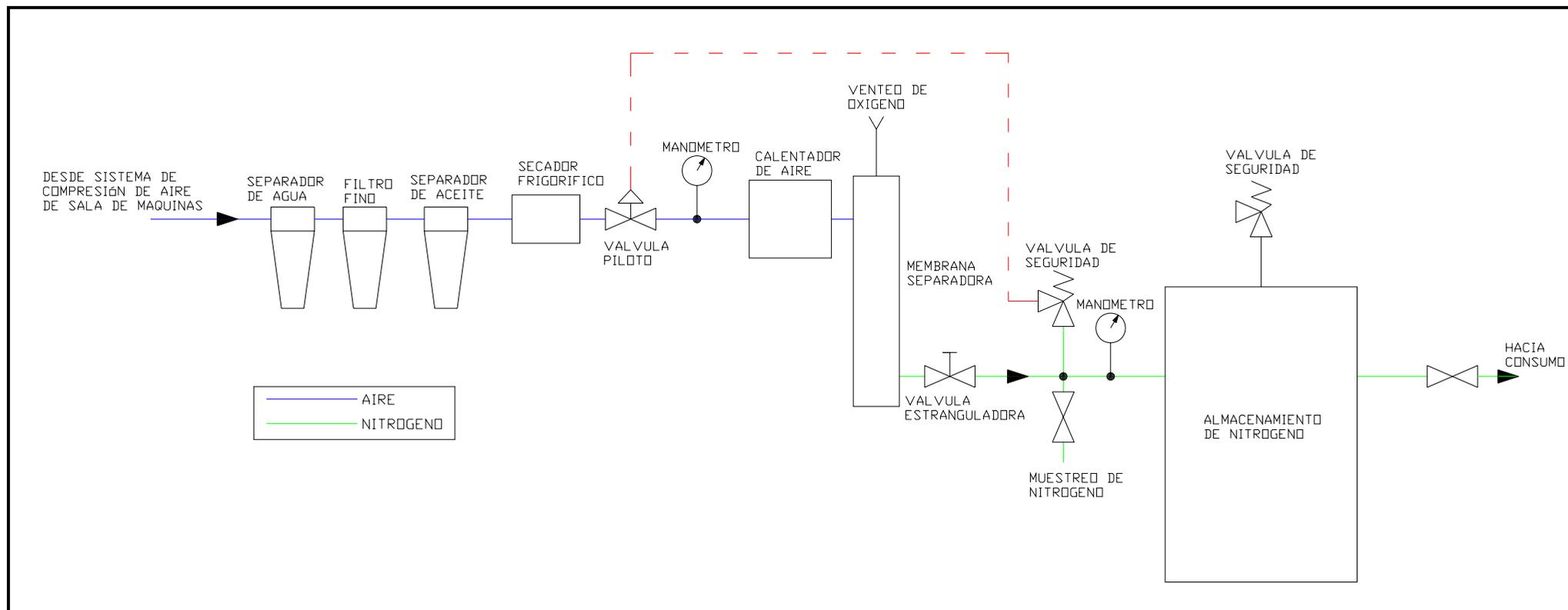


Figura N°3.5. Sistema de generación de nitrógeno por membrana separadora.

3.6.3. Planta generadora de gas inerte/aire seco, por combustión de petróleo diesel.

Una unidad generadora de gas inerte se puede utilizar para inertizar y según sea el caso para ventilar (con el quemador apagado), dentro de los tiempos especificados en el contrato de fletamento e la carga. La planta debe ser ubicada dentro de la cubierta de máquinas, en un espacio segregado teniendo acceso directo a la sala de máquinas y a la cubierta principal. El combustible utilizado para la producción de gas inerte debe ser combustible del tipo Marine Diesel Oil (MDO).

Un buen control de la combustión de la planta generadora de gas inerte, es necesario para lograr un contenido de oxígeno del 5% del volumen (aunque la OMI exige un 8%). Para lograr esta calidad, puede ser necesario usar un control automático de combustión, el cual debe contar con un medidor de % de oxígeno, este deberá ser instalado en la descarga del gas inerte, además de contar con una alarma programada para asegurar que el máximo contenido de oxígeno no sea sobrepasado. Los espacios que contengan plantas generadoras de gas inerte no deben tener acceso directo hacia los espacios de acomodaciones, servicios y estaciones de control, pero pueden ser localizados en espacios de máquinas. Si la planta es ubicada en los espacios de máquinas u otros espacios fuera del área de carga, dos válvulas anti-retorno deberán ser instaladas en la línea principal de carga del gas inerte. Los quemadores de la planta generadora de gas inerte no deberán ser instalados cerca del área de carga.

El gas inerte producido por la unidad debe estar dentro de las especificaciones del diseño del sistema de contención pero, en cualquier caso, deben encontrarse los siguientes requerimientos mínimos de calidad:

✓ N ₂	≥ 80%	del volumen
✓ CO ₂	≥ 13%	del volumen
✓ O ₂	≤ 3%	del volumen
✓ Punto de rocío	≤ -45°C	a presión atmosférica
✓ CO	≤ 100	ppm
✓ SO ₂	≤ 10	ppm
✓ NO _x	≤ 100	ppm
✓ Hollín		0

NOTA: El punto de rocío del aire seco producido por la unidad debe ser equivalente al especificado para el gas inerte.

3.6.3.1. Componentes de la planta de gas inerte/aire seco.

- a) **Quemador:** este es el equipo donde se produce la combustión del combustible líquido. Esta combustión disminuye el porcentaje de oxígeno en el aire hasta límites seguros para ser utilizado en el inertizado y purgado de tanques de carga y líneas de carga de los buques GNL.
- b) **Scrubber:** el flujo de gas inerte pasa al purificador (Scrubber) a través de la válvula de succión del purificador. Aquí entra a la parte baja del purificador donde existe un sello de agua, el gas pasa a través del sello de agua y posteriormente por una serie de spray de agua de mar y platillos deflectores siendo enfriado y limpiado antes de irse al secador (ver figura N°3.6).

El agua es suministrada por la bomba Scrubber. Los sprays reducen la temperatura y prácticamente la equiparan con la temperatura del agua de mar, el contenido del óxido de azufre es reducido en un 90%, y el hollín es extraído casi en su totalidad.

Gas inerte a la entrada	Gas inerte a la salida
Temperatura de 170°C	Temperatura de 5°C por sobre la del agua de mar
O ₂ 2-4%	
SO ₂ 0.2 - 0.3%	Reducción SO ₂ 90%
CO ₂ 12 - 14%	
N ₂ 80%	

Tabla N°5. Propiedades del gas inerte a la entrada y a la salida del purificador (Scrubber).

- c) **Ventiladores:** dos tipos de ventiladores son instalados generalmente en el sistema de gas inerte, uno movido por una turbina de vapor con capacidad suficiente para suministrar gas inerte durante las operaciones de carga, y una unidad movida eléctricamente con capacidad de apoyo para el mencionado anteriormente.

La parada de emergencia de los ventiladores del sistema de gas inerte ocurre cuando:

- ✓ Existe alta temperatura del gas después del ventilador.

- ✓ Baja presión de agua en el purificador (Scrubber) o alto nivel de agua en el scrubber
- ✓ Falla de los ventiladores.

d) Válvulas de regulación y recirculación: la presión dentro de los tanques de carga es controlada por operación automática y manual de las válvulas de regulación y recirculación, si la demanda de gas inerte es baja y la válvula de regulación está casi cerrada, entonces la válvula de recirculación se abre y de este modo se reduce la posibilidad de que los ventiladores se sobrecalienten por el paso de gas inerte hacia atrás en la torre del purificador (Scrubber).

e) Monitor de oxígeno: está puesto justo a la salida del flujo de la válvula de regulación y acciona una alarma si el contenido de oxígeno está por sobre un 8%.

f) Sello de agua de cubierta: el gas inerte sale de la sala de máquinas y pasa a la cubierta a través del sello de agua de la cubierta, cuyo propósito es prevenir que los gases pasen de vuelta a la sala de máquinas desde los tanques de carga. Un secador es instalado en el lado de salida del sello de agua de cubierta.

El sello de agua es internamente forrado en goma y se instala una bobina calefactora o un circuito calefactor de vapor para permitir su uso cuando hay bajas temperaturas ambientales.

g) Válvula anti-retorno: el propósito es similar al sello de agua de cubierta, no permitir el retorno de gas inerte a la sala de máquinas desde el sistema de carga y tanques de carga.

h) Válvula de incomunicación de cubierta: permite la incomunicación de la parte de cubierta del sistema con el sistema de la sala de máquinas (bajo cubierta).

i) Válvula reguladora de presión/vacío: esta es una válvula de seguridad del sistema y previene ambos, vacío y sobre presurización dentro de los tanques de carga. Un protector de llamas (corta llamas) es instalado en el venteo sobre cubierta de esta válvula.

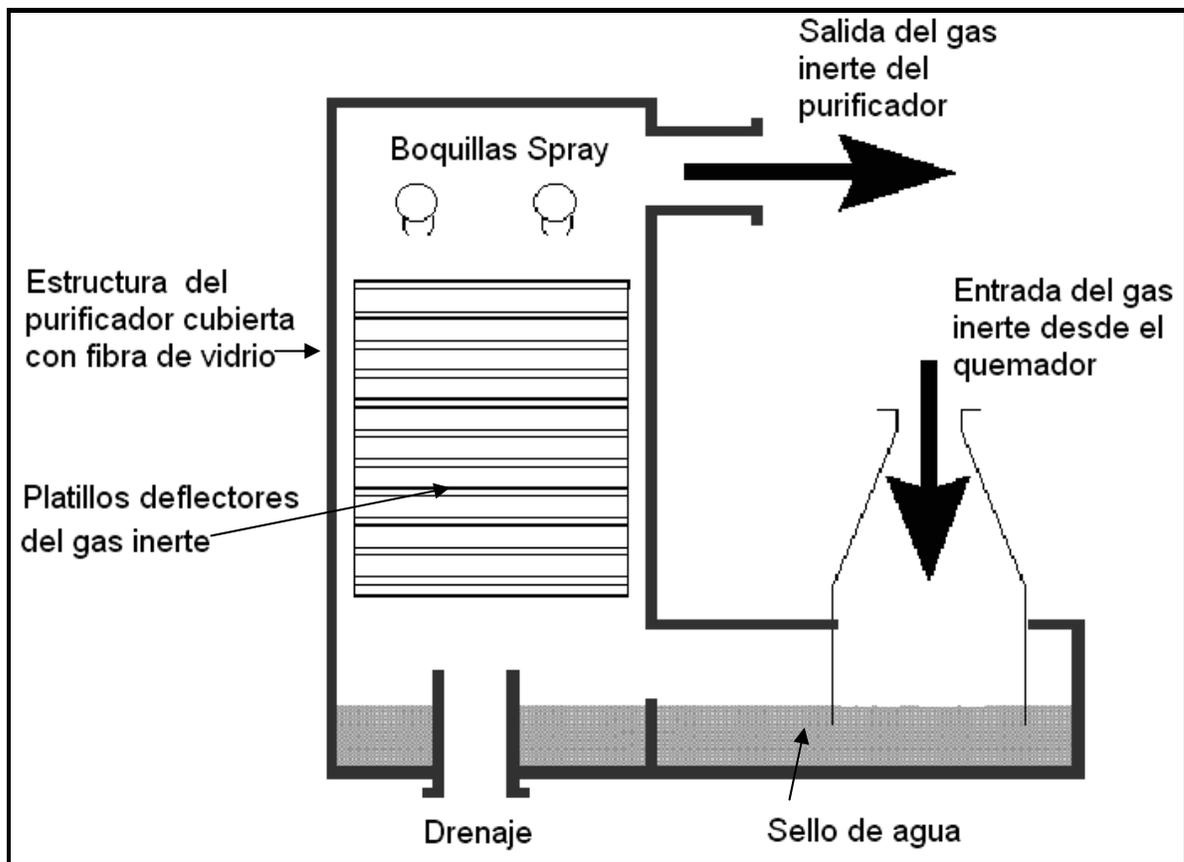


Figura N°3.6. Purificador de gas inerte (Scrubber).

- j) **Secador de gas inerte:** es importante contar con un secador de gas inerte en el sistema para evitar la corrosión que podría provocar la humedad arrastrada por el gas inerte dentro de los tanques de carga y líneas.

3.6.3.2. Descripción del sistema de generación de gas inerte, producido por combustión de diesel oil.

Una típica distribución del sistema de conductos de gas inerte se ilustra en la figura N°3.7. El flujo de gas inerte pasa por unas válvulas de corte (N°2) localizadas en las tomas de descarga de la planta generadora (N°1), regularmente a una temperatura de 300 °C a 400 °C. El gas pasa hacia el depurador de gases negros (N°3), donde son enfriados y limpiados de todas las partículas corrosivas que puedan contener. Los equipos utilizados para ingresar el gas a la zona a inertizar deben ser ventiladores (N°5) y no compresores, ya que éstos no operan con gas inerte. Los ventiladores elevan la presión hasta que ingresan a las instalaciones anti-retorno en la cubierta, que son el “espacio de sello de agua” (N°8), la válvula anti-retorno (N°9) y las válvulas de distribución ubicadas en cubierta. Estos dispositivos serán accionados dejando fluir el gas inerte hacia los estanques de carga. El equipo secador de gas inerte (N°17), es el encargado de secar el gas inerte para prevenir todo tipo de complicaciones en el

sistema como la "Corrosión". Válvulas de seguridad para alivio de la presión ubicadas sobre los tanques de carga evitarán daños estructurales a éstos.

Nomenclatura del sistema de gas inerte

- 1.- Planta generadora de gas inerte.
- 2.- Válvulas de corte de salida de gas, de accionamiento neumático.
- 3.- Depurador de gas inerte (Scrubber).
- 3a.- Entrada de agua.
- 3b.- Salida de agua.
- 4.- Válvula de corte de aspiración del ventilador.
- 5.- Ventilador.
- 6.- Válvula de corte de salida del ventilador.
- 7.- Válvula automática reguladora de flujo.
- 8.- Sello de agua.
- 9.- Válvula de no retorno.
- 10.- Válvula de corte.
- 11.- Válvula de entrada a los estanques de carga.
- 12.- Ventilación en altura.
- 13.- Controlador de presión/vacío (P/V Breaker).
- 14.- Analizador de oxígeno.
- 15.- Indicador de presión.
- 16.- Entrada de aire.
- 17.- Equipo secador de gas inerte.

Esquema de una planta de gas inerte

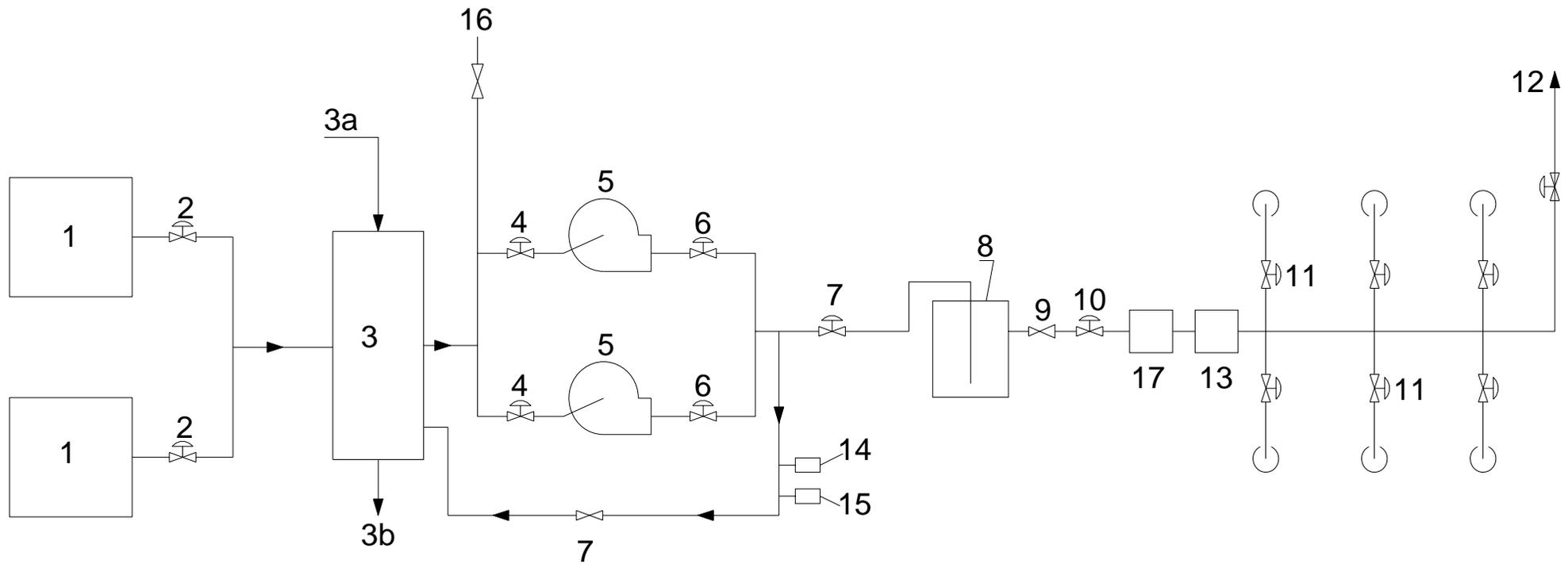


Figura N°3.7. Sistema de gas inerte.

CAPITULO IV

4. RELICUACION Y CONTROL DE LA EVAPORACIÓN DE LA CARGA.

4.1. General.

Un gas de hidrocarburo se puede licuar manejando sólo dos variables: presión y temperatura, ya sea aumentando su presión y manteniendo su temperatura; manteniendo su presión y bajando su temperatura; y una combinación de ambas ya sea aumentando su presión y bajando su temperatura.

Existen dos tipos de buques gaseros que emplean sistemas de relicuación, los llamados “semi-presurizados” y los “totalmente refrigerados”. Cualquiera sea la elección de la presión de trabajo de los estanques de carga, la capacidad de la planta de relicuación debe ser capaz de mantener una temperatura dada y una presión de vapor saturado por debajo de la correspondiente presión de accionamiento automático de las válvulas de seguridad de los tanques de carga.

4.2. ¿Que es BOG y como se genera?

BOG es la formación de vapor por el ingreso de calor a través del tanque de carga hacia el líquido de carga. La cantidad de BOG es gobernado por dos factores:

- ✓ La diferencia entre la temperatura de la carga y la temperatura del ambiente externo.
- ✓ La resistencia a la transferencia de calor que es proporcionada por la capa de aislamiento que rodea el tanque de carga.

Considerando esto, el espesor del aislamiento más eficiente es el que menos BOG produce, pero el espesor del aislamiento reduce el volumen de la carga.

El diseño común de porcentaje de BOG, cuando el “Methane Progress” y el “Methane Princess” usaron el diseño de contención del sistema “Conch”, inicialmente fue aceptado normal un 0.25% del volumen de la carga por día, pero este se ha dejado caer a un 0.15% del volumen de la carga por día. Diseños que reducen esto más allá de un 0.12% del volumen de la carga por día, están siendo propuestos nuevamente. Con la siguiente generación de buques gaseros de 200.000 m³ o más, no cabe duda que un

0.1% del volumen de la carga por día será alcanzado con algunos espesores de aislamiento usados a bordo hoy en día en los diseños de GNL.

Esto propone que el sistema de aislamiento de los tanques de carga usado a bordo de los buques GNL equipados con planta de relicuación no se diferenciará de aquellos sistemas de aislamiento para estanques de carga actualmente usados.

Esto considera que el espesor del aislamiento puede verse aumentado, para que de esta manera permitir una cantidad de BOG de 0.1% del volumen de la carga por día. Esto permitirá, al ser instalada, una planta de relicuación de pequeña capacidad obteniendo de esta manera una reducción de los costos operacionales.

4.3. Tipos de buques que transportan gas refrigerado.

Los buques gaseros semi-presurizados fueron los primeros en ser desarrollados para el transporte de LPG, cuando la tecnología de refrigeración por otra parte limitaba su capacidad, pero hoy en día los diseños son garantizados para los requerimientos de transporte de cargas particulares.

La disposición general de este tipo de buques y la carga que ellos transportan es similar a los totalmente presurizados. Utilizan tanques independientes tipo C. Su capacidad es generalmente mayor alcanzando los 7500 m³.

La máxima presión de diseño de los estanques de carga es alrededor de 5 a 7 kg/cm² y los tanques son construidos de acero especial capaz de soportar temperaturas bajas de hasta -10°C.

Los buques gaseros totalmente refrigerados transportan la carga a la temperatura de ebullición correspondiente a presión atmosférica. El más común de los buques totalmente refrigerados es el que transporta amoníaco, que es diseñado para el transporte a una temperatura de -50°C.

Los buques que transportan GNL están diseñados para llevar gas natural líquido a -163°C a presión atmosférica (totalmente refrigerados). Los gases de evaporación de la carga son usualmente utilizados como combustible en la planta de propulsión principal, la planta de relicuación es raramente utilizada debido a su alto consumo de potencia.

NOTA: Existe un tercer medio de transporte de gas, el cual es denominado “totalmente presurizado”, este no utiliza planta de relicuación. Este medio de transporte utiliza pequeños barcos de capacidad entre 5000 y 6000 m³ para el cargamento de propano, butano y gases químicos a temperatura ambiente y presiones de hasta los 17,5 Kg/cm². Esta presión de trabajo corresponde a la presión de vapor del propano comercial a 45°C.

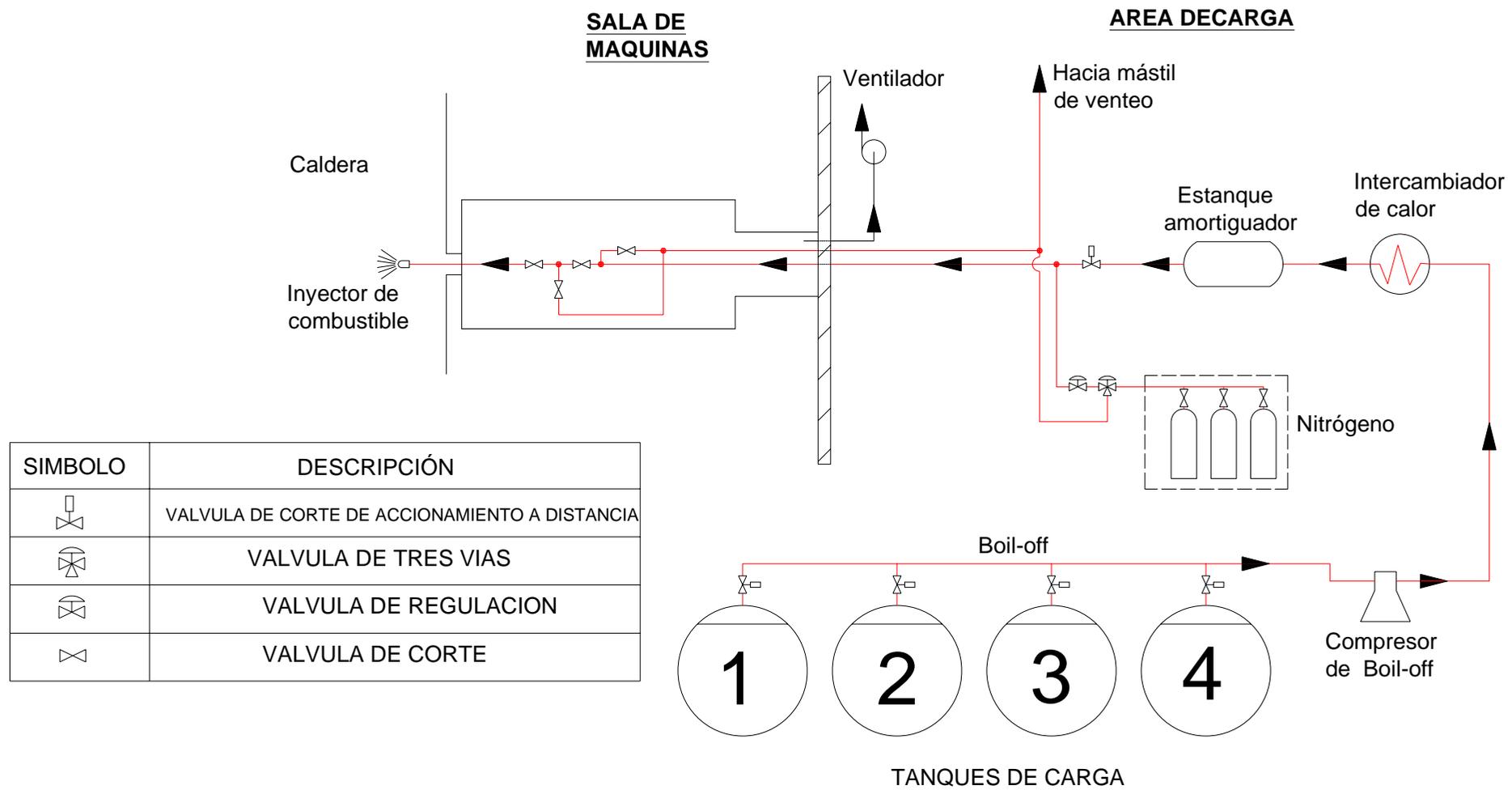


Figura N°4.1. Ejemplo de manejo del boil-off en un buque gasero.

4.4. Sistemas de relicuación para buques gaseros.

4.4.1. Requerimientos de la planta de relicuación.

El número y capacidad de las unidades de relicuación dependen del servicio para el cual un buque es proyectado y el número de cargas segregadas para el cual está diseñado a transportar. Estas consideraciones nos conducen a un amplio rango de sistemas de relicuación existentes a bordo de los buques gaseros.

La capacidad de la planta es diseñada para mantener la carga a un nivel de temperatura tal, que la presión no sobrepase la presión de accionamiento automático de las válvulas de alivio de los tanques de carga bajo la condición de servicio más extrema, usualmente deben soportar temperaturas de 45°C en el aire y 32°C en el agua de mar (como máximo). En la mayoría de los casos, la capacidad de reserva para relicuación es una unidad completa, incluyendo compresores con sus motores de accionamiento, intercambiadores de calor, sistemas de control y tuberías, estos están entre los requerimientos mínimos de los Códigos OMI. Si una capacidad adicional es instalada en la forma de una unidad de relicuación independiente, esta puede ser usada para aumentar la velocidad de enfriamiento de los estanques de carga en caso que sea necesario, o para relicuar vapor durante la maniobra de carga.

Cuando dos o más cargas refrigeradas que pueden reaccionar químicamente de una manera peligrosa son llevadas simultáneamente, el sistema de relicuación debe ser completamente separado entre sí para prevenir la mezcla de las cargas. En tales casos una planta de relicuación completa de reserva debe ser instalada para cada tipo de carga.

4.4.2. Funciones de la planta de relicuación.

La planta de relicuación es instalada para realizar las siguientes funciones esenciales.

- ✓ Para enfriar los tanques de carga y tuberías asociadas antes de la maniobra de carga del buque.
- ✓ Relicuar el vapor de la carga generado durante la maniobra de carga y enviarlo dentro de los tanques de carga.

- ✓ Mantener la carga a una temperatura y presión dentro de los límites de diseño del sistema de contención de carga durante el transporte.

4.4.3. Sistema de relicuación directo.

En estos sistemas de relicuación el vapor de la carga es comprimido, condensado y regresado al tanque de carga. Es el sistema más comúnmente usado en los buques gaseros.

En la figura que se muestra a continuación se puede ver un ciclo directo de relicuación de un solo estado. El vapor de ebullición de la carga sale a través de la línea de vapores donde es comprimido por el compresor y enviado al condensador para extraer el calor del vapor de la carga y ser condensado para retornarlo a los tanques de carga.

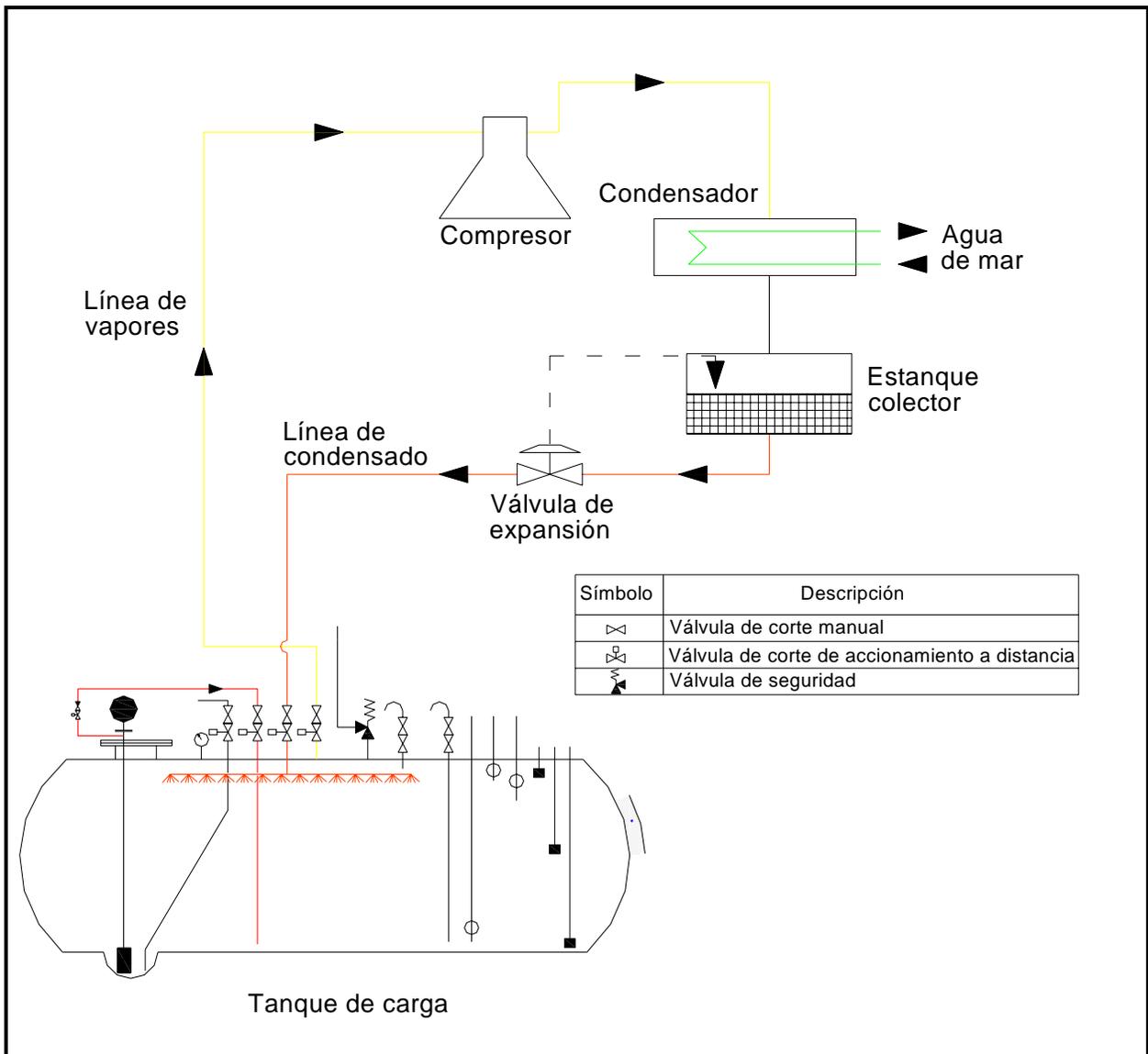


Figura N°4.2. Circuito de relicuación directo.

4.4.4. Sistema de relicuación indirecto.

Este sistema de enfriamiento es utilizado en cargas las cuales no pueden ser comprimidas por razones químicas. Este ciclo es relativamente poco común ya que requiere para ser eficaz de un refrigerante muy frío y grandes superficies de contacto en el intercambiador de calor

En la figura N°4.3a, el vapor de la carga pasa desde el estanque de carga (1) bajo su propia presión a un condensador (2) el cual enfría y licua el vapor de la carga. El condensado luego retorna al tanque de carga bajo su propia presión o impulsado por una bomba.

Es también posible disponer de condensación por serpentines de enfriamiento en el domo del tanque bajo la superficie del líquido o sobre ella en el interior del tanque de carga para el sistema de refrigeración independiente (ver figura N°4.3b).

4.4.5. Sistema de relicuación directo de cascada.

En el sistema de relicuado directo del tipo "Cascada" (ver figura N°4.4), el primer estado es similar al sistema simple de relicuación directo, la diferencia está en el sistema de extracción del calor del vapor de la carga que es con freón 22.

Este segundo estado también consiste en un sistema de relicuado, ya que el freón 22 por sus propiedades físicas pasa de líquido a gas a muy baja temperatura, es decir, cuando el freón 22 cumple su objetivo en esta planta (enfriar el vapor de la carga) pasa a fase gaseosa y también debe ser enfriado, por lo que debe pasar por un compresor, por un intercambiador de calor a base de agua de mar y una válvula de expansión. El freón 22 vuelve a su estado líquido para seguir enfriando el vapor de la carga.

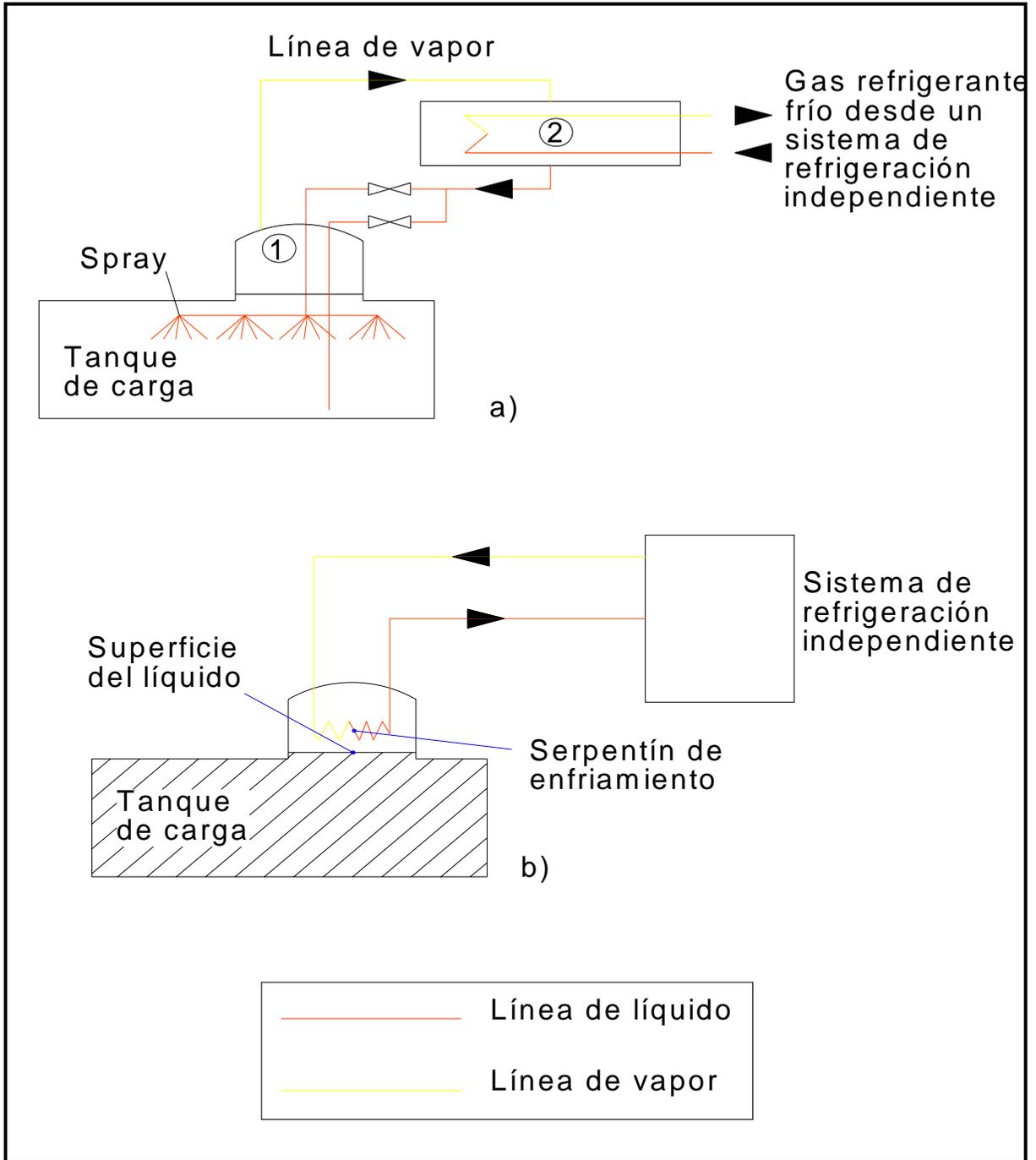


Figura N°4.3. Ciclo indirecto de refrigeración.

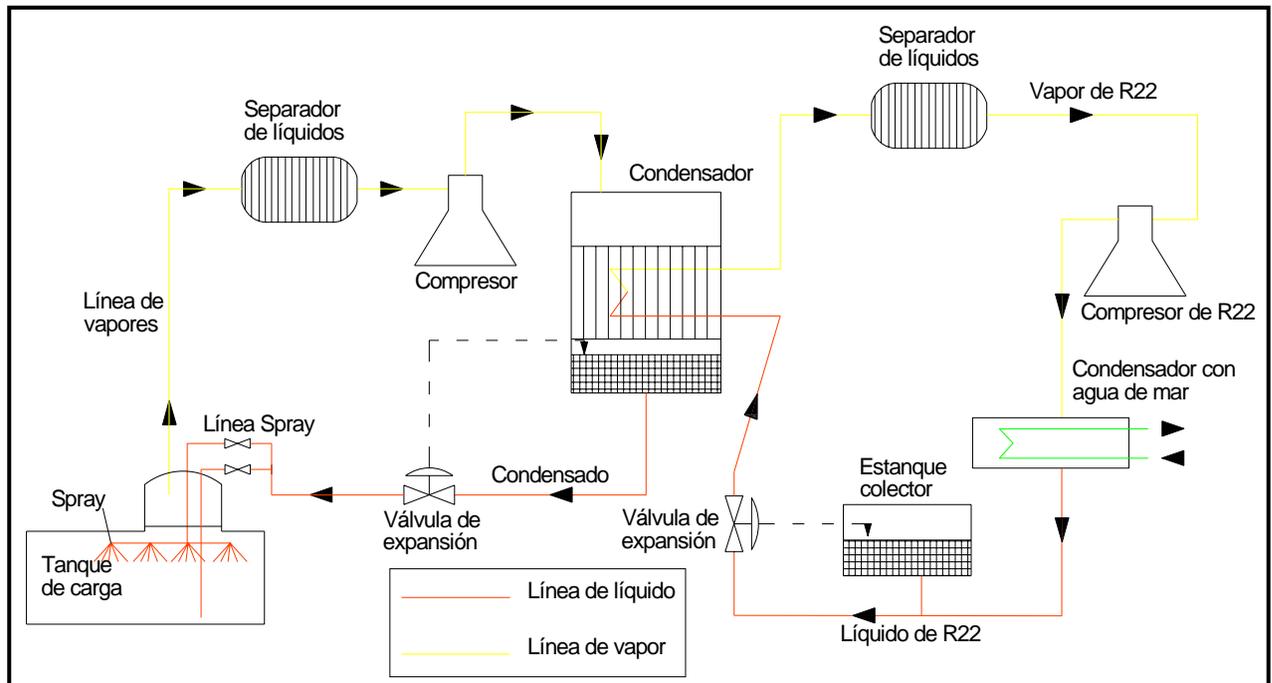


Figura N°4.4. Ciclo simple de relicuación del tipo "Cascada".

4.4.6. Operación de la planta de relicuación.

4.4.6.1. General.

Durante la entrada de carga a los tanques de almacenamiento, la duración de la operación de relicuación será dictada por los siguientes factores:

- ✓ La temperatura de la carga durante la maniobra de carga.
- ✓ Los requerimientos de temperatura en la descarga.
- ✓ Composición de la carga.
- ✓ Condiciones meteorológicas.

En la maniobra de carga, la presión de los tanques de carga puede necesitar ser reducida debido al aumento de boil-off generado dentro de los mismos. Para los buques totalmente refrigerados se prefiere usualmente operar la planta de relicuación a la máxima capacidad hasta que la presión dentro del tanque se aproxime a la atmosférica.

Durante el viaje a plena carga, la temperatura de la carga dentro de los tanques debe ser mantenida (o reducida) mediante la operación de la planta de relicuación si es necesario. La instalación de relicuación de reserva no es requerida normalmente, pero

puede ser necesitada para instancias de reducir la temperatura de la carga cuando son anticipadas severas condiciones meteorológicas.

Durante el viaje en lastre, los tanques de carga pueden ser mantenidos fríos por un remanente de carga retenido dentro de éstos después de la descarga en puerto. El remanente es distribuido alrededor de los tanques de carga de la manera más eficiente posible, los vapores generados son relicuados y pulverizados por las boquillas spray dentro de los tanques de carga para mantener baja la temperatura de éstos.

Ocasionalmente, las severas condiciones meteorológicas y violentos movimientos del buque pueden hacer imposible la operación de la planta de relicuación por temor a que entre líquido a los compresores. Malas condiciones meteorológicas serán también causa de excesos de presión en el tanque de carga por el chapoteo del líquido de carga contra las superficies calidas en el espacio de vapor. Por esta razón, la presión en los tanques de carga debe ser mantenida cerca del límite deseado en todo momento.

4.5. El transporte del gas natural licuado (GNL).

4.5.1. General.

Con el desarrollo del transporte totalmente refrigerado del LPG, la arquitectura naval fue descubriendo los desafíos que implica una mayor demanda de gas a nivel mundial.

Uno de ellos fue el transporte de GNL, gas natural limpio, combustible no tóxico. Este es ahora la tercera energía en importancia en el mundo, después del petróleo y el carbón, pero es con mucha frecuencia producido y exportado lejos de los centros de consumo. Debido a que un gas en estado líquido ocupa mucho menos espacio y debido a su temperatura crítica (-82 °C a 42 bar), el transporte del GNL es, desde el punto de vista comercial, factible solamente en estado líquido a presión atmosférica a través del océano, esto representa un desafío mucho mayor que el transporte de LPG, principalmente porque tiene que ser transportado a una temperatura muy baja de -162 °C, que es su punto de ebullición a presión atmosférica.

El pionero en el transporte de GNL fue el buque "Atlántic Ocean" en 1958 y por 1964 se firma el primer contrato de largo plazo para un proyecto de construcción para un buque de GNL.

La tecnología de los sistemas de contención de GNL se ha desarrollado considerablemente hoy en día. Actualmente alrededor de la mitad de los buques que se encuentran en servicio y que transportan GNL tienen instalados estanques de carga independientes y la otra mitad cuenta con estanques del tipo de membrana. La mayoría de los buques de GNL tienen una capacidad de entre 125.000 y 135.000 m³. Dentro de la moderna flota de naves que transportan GNL hay una excepción especial concerniente al tamaño de los barcos. Esto es la introducción de varios pequeños barcos de entre 18.000 y 19.000 m³, siendo construidos en 1994 y más tarde puestos al servicio de las necesidades de importar pequeños volúmenes de carga.

Debido a que están dedicados a un proyecto específico, a menudo estos buques permanecen de por vida en una ruta por la totalidad de su contrato, que puede ser entre 20-25 años o más. Aparte de unas pocas excepciones durante los primeros años en el transporte de GNL los sistemas contenedores de estos barcos son principalmente tres tipos

- ✓ Estanque tipo membrana.
- ✓ Estanque esférico independiente tipo B.
- ✓ Estanque prismático independiente tipo B.

Todos los buques GNL tienen doble casco a través de toda su longitud de carga provistos de adecuados espacios para el lastre. Los barcos a los que se le han instalado el sistema de membrana tienen una completa barrera secundaria y los tanques tipo B están diseñados con un tipo de protección secundaria parcial (Drip-pan). Una característica común de todos los buques GNL es que ellos queman la ebullición de la carga como combustible.

Los espacios alrededor de los tanques de carga están siempre inertizados, excepto en el caso del contenedor esférico tipo B donde los espacios de contención o de bodega pueden ser provistos con aire seco considerando un adecuado medio para el inertizado de estos espacios en la eventualidad de una fuga. Un continuo monitoreo de estos espacios de bodega se requieren en general. Las plantas de licuación que han sido usadas en buques GNL son pequeñas pero debe notarse que en muy pocos buques se han instalado para licuar todo el vapor de la ebullición. Siento mucho más frío que el LPG, el equipamiento necesario es mucho más costoso y corrientemente resulta más económico quemar la ebullición del gas en las calderas principales del barco. Los grandes barcos que transportan GNL tienen plantas de propulsión de turbina de vapor o de gas. Los barcos de mediano tamaño son equipados con máquinas propulsoras

diesel de baja velocidad, inyección de gas a baja presión y doble combustible, es decir, pueden quemar petróleo o bien gas.

El movimiento de gases licuados por mar en la actualidad a sido cuidadosamente vigilado por la industria, abastecida por fletes de más de 1000 barcos a lo ancho del mundo, canalizados a través de terminales de exportación e importación. En 1996 se transportaban alrededor de 62,5 millones de toneladas de LPG y gases químicos y 73 millones de toneladas de GNL. En el mismo año el número de barcos es la siguiente:

✓ Buques de GNL	105
✓ Buques totalmente refrigerados	183
✓ Buques de etileno	100
✓ Buques semi-presurizados	276
✓ Buques totalmente presurizados	437

4.5.2. Sistemas de licuación utilizados en naves de GNL.

4.5.2.1. General.

Los sistemas de relicuación se han ajustado a la mayoría de los tipos de buques de gases licuados de petróleo (LPG). La maquinaria requerida es relativamente simple y son eficientes con la energía. Los pequeños buques de LPG, menos de 5000m³, son normalmente full presurizados y no necesitan un sistema de relicuación.

La temperatura normal de transporte del LPG (propano) es -41°C, mientras que para licuar el gas natural (GN), es alrededor de -162°C, esta temperatura es muy baja presentando un significativo desafío y requiere un especializado sistema de relicuación.

Las plantas de relicuación de GNL son ampliamente utilizadas en los terminales de carga y refinerías, con muy poco BOG llevado a la antorcha para ser quemado. Esto nos sugiere que ensayar y probar el diseño usado en tierra para uso abordado puede ser posible.

Una de las principales razones para la utilización de estas plantas a bordo de los buques GNL, es el mejoramiento en la capacidad de carga que resultaría, aunque la validez para este particular argumento de instalar una planta de relicuación de GNL a bordo, varía según la dinámica del mercado de la energía.

Otro factor determinante que afecta la viabilidad de esta planta incluye la duración del viaje (si es extenso el viaje, mayor es el BOG) y el beneficio de un espacio de sala de maquinas más pequeño resulta en más espacios de carga.

Existen tres procesos básicos de licuación de uso corriente. Estos son descritos más adelante.

4.5.2.2. Proceso de cascada de refrigeración pura.

El sistema de “cascada” normalmente usa tres circuitos separados, conocidos como estados, que operan en serie con el proceso del fluido cayendo en forma de cascada del estado inicial, a través del estado intermedio y en el estado final.

Este es un proceso simple y conocido de refrigeración de compresión de vapor. Cada circuito usa un refrigerante separado para enfriar el proceso del fluido (GNL) por vaporización. Cada refrigerante es seleccionado basado en estos puntos de ebullición normal.

Los refrigerantes más comúnmente usados son:

- ✓ Estado inicial – propano (-42°C).
- ✓ Estado intermedio – etano (-88.6°C).
- ✓ Estado final – metano (-161.5°C).

Este tipo de sistema no es el más eficiente y es principalmente usado en pequeños sistemas o cuando solamente un limitado paso a través de éste es requerido. Si es bien diseñado, el sistema de cascada puede ser eficiente, con tal que las diferencias de temperaturas entre evaporadores e intercambiadores de calor se acerquen al máximo en la práctica. Pequeñas diferencias de temperatura entre estos, se asocia a un bajo consumo de potencia.

El proceso de cascada es usado en plantas autorizadas en desde antes de 1970.

4.5.2.3. Proceso de refrigerantes mezclados.

Mientras que con procesos de refrigeración puros (como el descrito antes), una serie de ciclos separados están involucrados, con el proceso de refrigerantes mezclados (usualmente Metano, Etano, Propano, y Nitrógeno), el proceso íntegro es ejecutado en

un solo ciclo. El equipamiento es menos complejo que el proceso de cascada pura, pero el consumo de potencia es substancialmente mayor y por esta razón su uso no es tan difundido.

4.5.2.4. Proceso de refrigerantes mixto.

El “ciclo refrigerante mixto” fue desarrollado para grandes instalaciones de producción de GNL instalados en tierra. El ciclo, que en principio se parece al sistema de cascada, usa una mezcla simple de refrigerante que es repetidamente condensado, vaporizado, separado y expandido. Simple compresión e intercambiador de calor, reducen el costo de instalación del sistema. Existe un número de variaciones en las propiedades de este tipo de sistema, pero globalmente este es considerado el más preparado para grandes instalaciones, bien antes dicho, para la capacidad requerida a bordo en los buques de GNL.

A pesar de la realidad de que el sistema de cascada es menos eficiente que el sistema de refrigerantes mixto, incurriendo en un aumento de la energía de aproximadamente un 20%, estas son fáciles de mantener y operar, debido a que usan un equipamiento de refrigeración convencional. La eficiencia puede ser mejorada considerablemente por el aumento en el número de estados en el ciclo. El sistema de cascada no se complica al incluir nueve estados de separación.

4.5.2.5. Planta de relicuación basada en un ciclo cerrado de nitrógeno.

Esta planta de relicuación está basada en un ciclo cerrado de nitrógeno, extrayendo calor desde los gases de la evaporación (BOG). Este sistema de relicuación de “BOG” en combinación con un motor propulsor de baja velocidad o planta de propulsión diesel-eléctrica tiene ventajas económicas y técnicas.

Meritos económicos:

- ✓ Incrementa la cantidad de carga entregada.
- ✓ Reduce el requerimiento de GNL en el viaje en lastre.
- ✓ Gran economía en el consumo total de combustible.
- ✓ Mejores contratos para fletes.

Una pequeña cantidad de carga de GNL (alrededor de un 2% de la capacidad de los buques) es guardada a bordo para mantener los tanques y tuberías frías para que estén preparadas para la siguiente operación de carga. Este puede ser circulado a través de las bombas de carga y las líneas, y pulverizado dentro del circuito spray de los tanques de carga para enfriar antes de llegar al puerto de carga.

Meritos técnicos:

- ✓ El sistema es prefabricado en serie e instalada a bordo.
- ✓ No aumentan los espacios de máquinas con las instalaciones de manejo del vapor de la carga,
- ✓ Capacidad de control automática.
- ✓ Durante el viaje en lastre, la temperatura de los tanques de carga puede ser mantenida, rociando GNL pulverizado dentro de los tanques de carga.
- ✓ Los requerimientos 100% redundantes (micelaneos) pueden ser arreglados de diversas maneras.
- ✓ No necesita tripulación extra para la operación y el mantenimiento.
- ✓ En caso de elegir un motor diesel para propulsión principal, este diseño, en cuanto a su instalación y operación será muy conocido por los astilleros y armadores.

Tres fábricas proponiendo este tipo de sistemas tiene recibidos y aprobados en un principio Lloyd's Register's.

4.5.2.5.1. Funcionamiento de la planta de relicuación con ciclo cerrado de N₂.

4.5.2.5.1.1. Ciclo del vapor de carga (GNL).

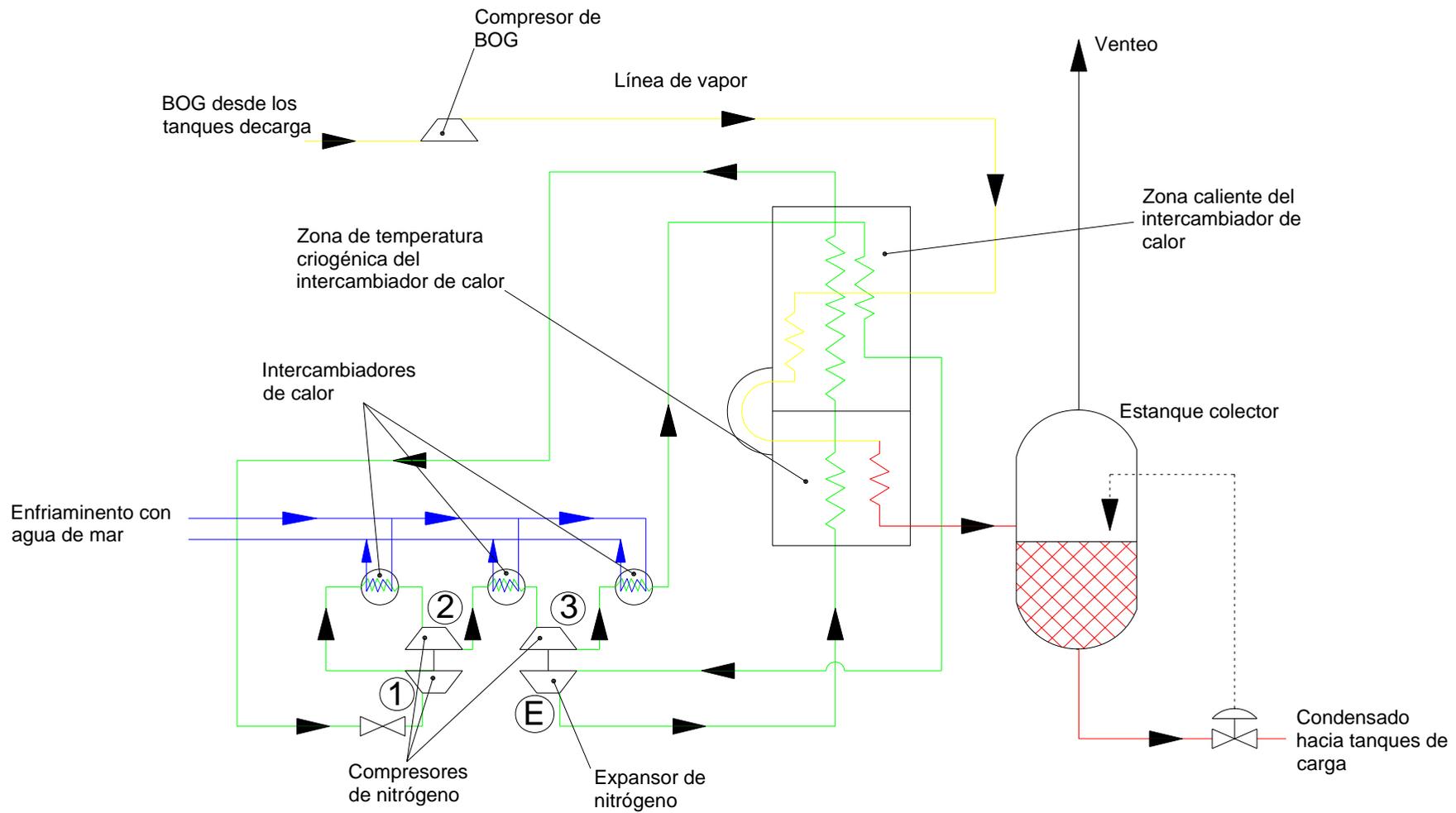
El ciclo del vapor del GNL, como se muestra en la figura N°4.5, se compone de un compresor de bajo requerimiento, un intercambiador con placas criogénicas, y un separador. El BOG es evacuado de los tanques de carga por un compresor centrífugo convencional de baja presión y enviado directamente al intercambiador de calor para ser relicuado. El intercambiador de calor es enfriado por un ciclo cerrado de refrigeración de vuelta.

El vapor del GNL es comprimido a 4.5 bar y enfriado a esta presión a -160°C aproximadamente en el intercambiador de calor de placas criogénicas. Esto asegura la condensación de hidrocarburos a GNL.

Dependiendo del contenido de nitrógeno (N_2) en el BOG, una fracción de N_2 no será condensado y los remanentes del gas (N_2) hervirán en el GNL, en tales casos, la fase de separación lleva lugar en el separador de líquidos. Desde el separador de líquidos, el GNL es bombeado de vuelta a los tanques de almacenamiento y, en caso de estar presente, el nitrógeno en estado de gas es descargado a la atmósfera.

4.5.2.5.1.2. Ciclo del gas refrigerante (N_2).

La temperatura criogénica al interior de el intercambiador de calor es producido por un ciclo de N_2 de compresión/expansión (ver figura N°4.5). El gas de N_2 a una presión de 13.5 bar es comprimido a 57 bar en tres estados de un compresor centrífugo, el gas es enfriado por agua (agua de mar en forma indirecta) después de cada estado. Después del último enfriador, el gas (N_2) es conducido hacia las partes calientes del intercambiador de calor, donde es pre-enfriado a alrededor de $-110\text{ }^\circ\text{C}$, después pasa la expansor de N_2 donde su presión es disminuida a 14.5 bar. El gas (N_2) sale del expansor a -163°C aproximadamente, entonces es introducido dentro de la parte fría del intercambiador de calor criogénico, donde es enfriado y relicuado el BOG del GNL para ser retornado a los tanques de carga mediante una válvula de expansión o una bomba.



Simbolo	Descripción
	Valvula de expansión
	Valvula de corte manual

Figura N°4.5. Sistema de relicuación con un ciclo cerrado de nitrógeno.

CAPITULO V.

5. SEGURIDAD EN BUQUES GNL.

5.1. Equipamiento para la detección de vapores.

5.1.1. General.

La provisión y uso de equipamiento para la detección de vapores es requerido por los Códigos OMI para un número de funciones, incluyendo las siguientes:

- ✓ Detectar vapor de la carga en el aire, gas inerte o el vapor de otras cargas
- ✓ Medir concentraciones de gas dentro del rango de inflamabilidad.
- ✓ Medir concentraciones de oxígeno en el gas inerte, vapor de la carga, o en espacios cerrados.

El personal debe entender completamente el propósito y limitaciones del equipamiento para la detección de vapores y también si es fijo o portátil.

5.1.2. Rango de explosividad, LEL, UEL.

Los gases inflamables y combustibles tienen un rango en que pueden tornarse explosivos.

Cada producto está asociado a su propio rango de explosividad medido a nivel del mar. Sólo dentro de estos márgenes, el producto presentará físicamente la posibilidad de explotar o inflamarse.

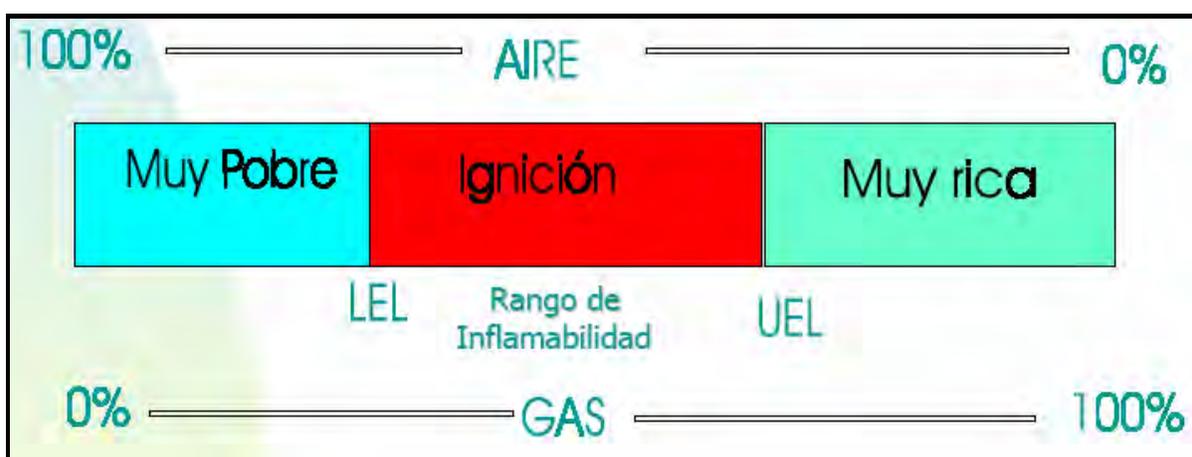


Figura N°5.1. Rango de explosividad.

Como se muestra en la figura N°5.1. el límite menor dentro de dicho rango es llamado Límite Inferior de Explosividad (LEL), mientras que en el otro extremo encontraremos el Límite Superior de Explosividad (UEL). Para explicar este concepto, imaginemos que estamos en una habitación cerrada con un tanque de bencina y un detector de explosividad. Mientras el tanque de gasolina esté completamente cerrado, el nivel de explosividad que podamos medir en el ambiente será 0. Si prendo un fósforo en ese lugar, no ocurrirá nada. Al destapar el recipiente, comenzará la evaporación del producto (gasolina) e ira aumentando su concentración en el ambiente. Prenderé una vez más el fósforo y no ocurrirá nada hasta que al llegar dicha concentración al 1,4% del volumen total de aire (LEL), donde se puede producir una explosión. Si sigo aumentando la concentración de vapor de combustible en el aire, este proceso podrá ocurrir exactamente igual, pero sólo hasta que alcancemos una concentración de 7,6% del volumen (UEL). Si trato de prender un fósforo con una concentración de 7,7% o 11% del volumen no se producirá la explosión. Del ejemplo anterior se desprende que para la gasolina el LEL = 1,4% y el UEL = 7,6%. A continuación en la figura N°5.2, vemos distintos rangos de explosividad dependiendo de la sustancia.

	LEL	UEL
Metano	5%	15%
Propano	2.2%	9.5%
Acetona	2.6%	12.8%
Amoniaco	16%	25%
Monóxido de carbono	12.5%	74%
Oxido de etileno	3%	100%
Acido sulfhídrico	4.3%	46%

Figura N° 5.2. Rangos comunes de inflamabilidad.

No se deberá considerar un ambiente de trabajo seguro por el sólo hecho de estar por sobre el UEL, puesto que en cualquier momento se podría producir la entrada de oxígeno al lugar, reduciendo la concentración del producto y dejándola en medio de su rango de explosividad.

Podemos señalar también que será más peligroso aquel producto que tenga un LEL bajo y que tenga un rango total de explosividad amplio (Hidrógeno tiene LEL=4% y UEL=74,2%).

5.2. Tipos de detectores.

5.2.1. Detectores infra-rojo.

Los gases absorben la radiación infra-roja. Esta propiedad es usada en equipamientos fijos y portátiles de detección de gases en concentraciones en un rango completo de 0-100% del volumen.

Como se muestra en la figura N°5.3, la radiación infra-roja es pasada a través de dos tubos, uno contiene una conocida concentración de gas, y el otro contiene la muestra que se va a medir. La magnitud de la absorción de radiación infra-roja está en proporción a la concentración de gas, y en la salida de los dos tubos es comparada esta diferencia electrónicamente. La señal electrónica puede ser usada para indicar una medida de concentración del gas mediante un bolígrafo registrador u otro equipamiento. La calibración del instrumento es distinta para cada gas que será medido.

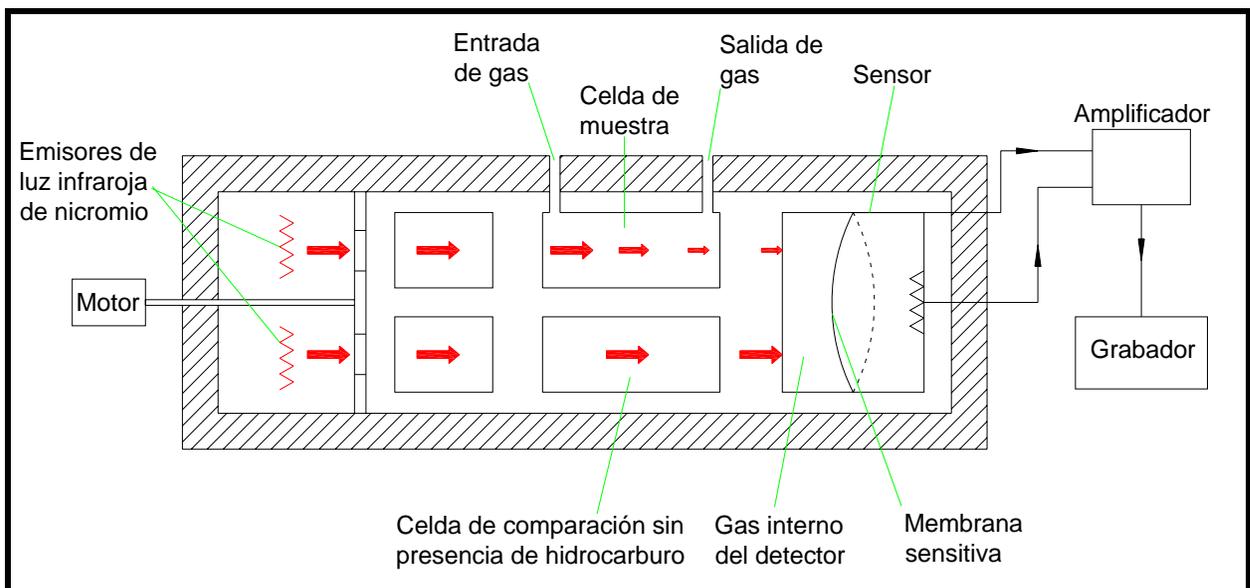


Figura N°5.3. Principio general del analizador de gas infrarrojo.

5.2.2. Medidores de conductividad térmica.

Algunos detectores de gas trabajan midiendo la conductividad térmica de una muestra. Ellos son llamados “medidores de conductividad térmica”, y pueden ser usados para detectar concentraciones de gas desde un 0-100% del volumen.

Cuando la energía eléctrica es aplicada al filamento caliente usado como el elemento sensible, esta temperatura se estabiliza en un valor dependiendo de la conductividad térmica del gas que está a su alrededor.

Cualquier variación en la concentración de gas afecta la temperatura del filamento, resultando en un cambio en la resistencia eléctrica que es indicada por un medidor.

Es importante notar que casi todos los cambios en las condiciones de operación (ej: Voltaje del filamento, o la cantidad de flujo de gas) alterarán la temperatura del filamento y por ende las lecturas del instrumento.

Los medidores de conductividad térmica pueden ser puestos para detectar vapores de la carga mezclados con gas inerte (sin presencia de oxígeno).

Las indicaciones deben ser seguidas de acuerdo a las instrucciones del fabricante antes de cada uso del instrumento.

Nota: Los roles de los medidores de conductividad térmica y detectores de gases combustibles pueden ser combinadas en un solo instrumento, a pesar de que las dos funciones, medir concentraciones de vapor y porcentaje de LEL respectivamente, son diferentes.

5.2.3. Detectores de gas combustible.

Este tipo de equipamiento puede ser usado para detectar con toda seguridad la presencia de gases combustibles de hidrocarburo. El principio es similar que el medidor de conductividad térmica con un filamento de un metal especial que quema el gas catalíticamente. Las temperaturas del filamento son elevadas y los rangos de concentración son bajos (usualmente 0-100% del LEL). El equipamiento funciona midiendo resistencia eléctrica y puede ser fijo o portátil.

El filamento puede ser fácilmente desactivado por materiales tales como siliconas, gases halogenados, ácidos, agua, aceite. Filtros pueden ser requeridos en las líneas de muestreo para proteger el filamento.

La medición puede ser afectada por el vapor de la muestra si esta muestra de gas es diferente al usado para la calibración del instrumento, un adecuado factor de conversión en estos casos debe ser usado. El equipo necesita oxígeno para funcionar, y puede solamente detectar gases combustibles en atmósferas con aire, no en atmósferas inertes. (Si un gas inerte mezclado con vapor de la carga es testeado, tienen que ser usados detectores infra- rojo o medidores de conductividad térmica, de otra manera la muestra tiene que ser mezclada con aire antes de usar el detector de gas combustible).

Los detectores de gas combustible portátiles están siendo usados frecuentemente para chequear atmósferas. Cuando son usados para estos propósitos, deben tenerse en cuenta las siguientes precauciones:

- ✓ Las lecturas deben tomarse bajo la supervisión de un funcionario responsable quien debe estar seguro de que las lecturas del instrumento están correctas y son interpretadas con precisión, antes de autorizar la seguridad para el personal que depende de él.
- ✓ La persona responsable debe garantizar que la calibración es correcta.
- ✓ La lectura será incorrecta si hay presencia de gas inerte en la muestra.
- ✓ La lectura no será suficientemente exacta para indicar una atmósfera segura si el vapor involucrado es tóxico; en tales casos un tipo diferente de instrumento tiene que ser usado;
- ✓ Las lecturas tienen que ser tomadas en la zona alta y baja de un espacio, dependiendo de la densidad del vapor que se quiere muestrear.
- ✓ En el uso de estos instrumentos, cada reacción en la medición es importante, y no solamente la posición final: el primer movimiento indica la presencia de vapor combustible, la posición final da una lectura calibrada de la concentración de vapor expresada en porcentaje del LEL.
- ✓ La posición final dentro de la escala, indica la concentración de gas por debajo del LEL, expresado en porcentaje del LEL.
- ✓ La posición final más allá del 100% del LEL, indica una concentración que esta dentro del rango de explosividad;
- ✓ Una aguja moviéndose primero por encima del 100% del LEL, y después en la posición final indicando cero, indica una concentración por encima del UEL.

Es por lo tanto fuertemente recomendado que cuando un espacio es chequeado, la persona responsable no debe estar convencida de que una atmósfera es segura hasta que una lectura consistente de cero (0%) es obtenida.

Los detectores fijos de gas que funcionan con este principio tienen algunas limitaciones con respecto a los portátiles. En algunos buques el equipo de detección fijo de gas puede usar indicadores de gas combustible para lecturas de entre 0-100% del LEL, y detectores de conductividad térmica o infra-rojo para concentraciones de gas desde el LEL al 100% de presencia en volumen de gas.

En la figura siguiente se muestra un circuito de puente "Wheasttone". Cuando el vapor o gas combustible es introducido a este elemento caliente (filamento) el gas se oxida y el calor producido por esta reacción eleva la temperatura del filamento catalítico activo, causando de esta forma el incremento correspondiente en la resistencia eléctrica en el circuito (ver fig. N°5.4 y 5.5). Este incremento en la resistencia desbalancea el puente eléctrico, esta diferencia de potencial (V) es amplificado y mostrado en un medidor calibrado en % del límite inferior de explosividad (LEL).

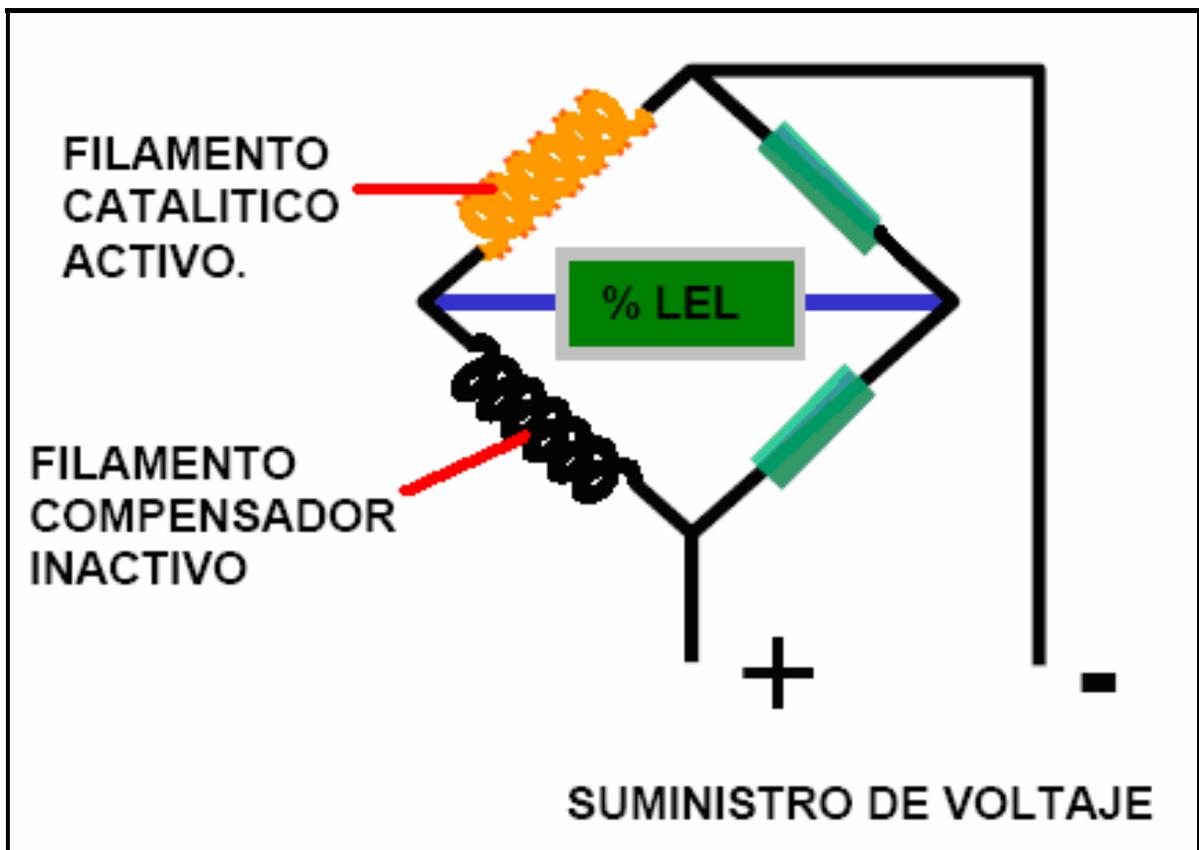


Figura N°5.4. Circuito de Puente de "Wheasttone"

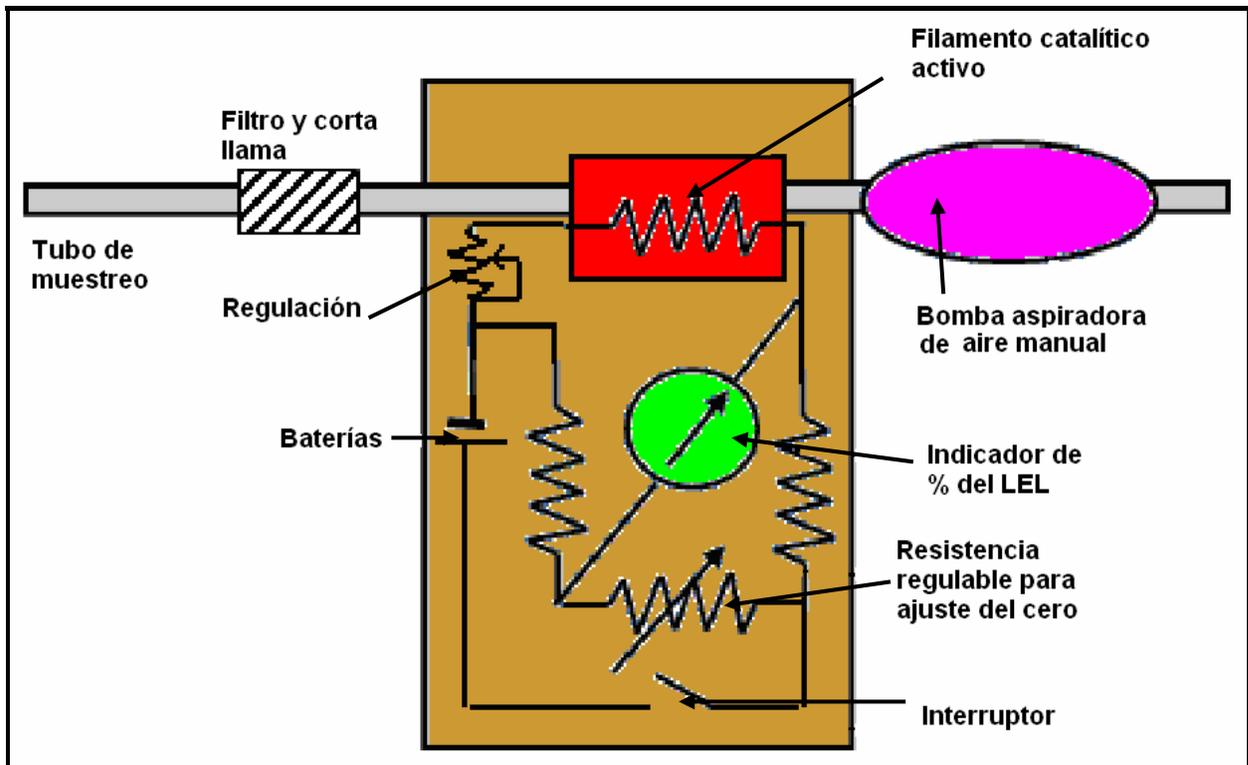


Figura N°5.5. Detector de gas combustible que funciona con un circuito de puente “Wheasttone”

Adicionalmente debemos tener en cuenta que estos detectores son calibrados con un gas patrón específico, por lo que sólo frente a dicho gas entregarán una lectura en pantalla coincidente exactamente al porcentaje de su LEL. Sin embargo existen tablas que permiten conocer de antemano, el valor que deberá mostrar la pantalla del equipo, una vez que se alcance el LEL de otros gases inflamables. Para ello el fabricante simplemente ingresó su equipo a diferentes ambientes, donde la concentración de cada gas por separado correspondía precisamente a la de su Límite Inferior de Explosividad (LEL), leyendo a continuación el número que mostraba el instrumento en esos momentos. Con ello se logró determinar que frente al Metano con que calibró el aparato, por supuesto el instrumento marcó 100% del LEL (en realidad 99%, ya que sólo tienen 2 dígitos), en cambio al ingresar a la atmósfera con Propano el instrumento marcó sólo 55% del LEL. Esto quiere decir que un operador que ingrese a una atmósfera con Propano, sabrá que llegó al LEL de dicho producto, cuando el equipo marque 55% del LEL. A continuación se muestra una tabla de calibración de un equipo marca “Quest” para distintos gases

Marca:	Quest
Modelo:	Envirocheck IV
Gas patrón de para calibración del LEL: Metano	
Metano	100
Propano	55
Butano	55
Pentano	45
Hexano	45
Heptano	45
Octano	40
Metanol	85
Etanol	65
Acetona	55
Tolueno	35
Hidrógeno	90
Amoníaco	120

Tabla N°6. Tabla de calibración del LEL.

5.2.4. Sistema de detección fijo de gas combustible para buques gaseros.

La provisión de sistemas eficientes para la detección de gas a bordo de los buques gaseros es de extrema importancia. Los códigos OMI requieren que todo buque gasero lleve un sistema fijo para la detección de gas y alarmas visuales en los puentes de navegación, en el cuarto de control de carga y en el lugar donde se encuentre la lectura del detector de gas. Deberán proveerse cabezas detectoras en los siguientes puntos:

- ✓ Cuarto del compresor de carga.
- ✓ Cuarto de motores eléctrico.
- ✓ Cuartos de control de carga, a menos que estén clasificados como seguros contra gas
- ✓ Espacios cerrados, tales como bodegas y espacios entre barreras de los tanques de carga, excepto los espacios de bodega de los buques que tengan tanques independientes tipo "C".
- ✓ Esclusas de aire
- ✓ Venteos de gas en cubierta y ductos de suministro.

Las cabezas detectoras deberán situarse con debida atención a la densidad de los vapores que se están transportando, es decir, si los vapores que se transportan son más pesados que el aire, las cabezas detectoras de gas irán a bajo nivel y si los vapores son más ligeros que el aire las cabezas detectoras de gas irán a alto nivel. Las unidades sensoras del sistema de detección de gas se localizan normalmente en la sala

de control de carga, o en el puente de mando. Deben establecerse pruebas regulares de la instalación; se deberá poder disponer con facilidad de una mezcla certificada de gas (span gas) para propósitos de calibración del detector de gas.

La provisión y operación del sistema fijo de detección de gas a bordo de los buques gaseros es requerido por el IGC Code, en el Capítulo 13.6.

El IGC Code, requiere de una alarma audible y visual desde el equipo de detección de gas. En adición y sin distinción de donde es situado el panel principal de detección de gas. Los paneles repetidores son localizados en las siguientes áreas.

- ✓ Sala de control de carga (CCR).
- ✓ Puente de gobierno.
- ✓ Sala de control de máquinas.

Los sistemas de detección de gases en buques nuevos son generalmente conectados con el sistema de control centralizado, en la forma de repetidor que muestra la localización de la cabeza detectora individual y punto de muestreo.

Los puntos de muestreo son previstos según los requerimientos mínimos del IGC Code. En adición, conexiones para mediciones con equipamientos portátiles de detección de gases son proporcionados para cada espacio de aislamiento de los tanques de carga.

Cada punto de muestreo es monitoreado por un circuito automático de alternación o por selección manual. Como requerimiento del IGC Code, el equipo de detección de gas debería ser capaz de muestrear y analizar cada localización de cabezas de muestreo en forma secuencial a intervalos que no excedan los 30 minutos, excepto en los casos de detección de gas en la ventilación de cubierta y ductos de gas referidos en el Capítulo 13.6.7.6 del IGC Code, donde el muestreo debería ser continuo. Líneas de muestreo comunes para el equipamiento de detección fijo no deberían ser instaladas. Deben activarse las alarmas cuando la concentración de vapor llegue al 30% del LEL.

Además del sistema fijo para la detección de gas todo barco deberá tener por lo menos dos juegos portátiles de equipos detectores de gas, junto con los medios para medir niveles de oxígeno en atmósfera inertes.

En adición al equipamiento de detección de gases, los buques son también provistos con dispositivos sensores para monitorear continuamente las membranas de los

tanques de carga, espacios de aislamiento y casco interior. En conjunto con el sistema de detección de gas, el sistema de monitoreo de temperatura puede también proporcionar una advertencia en el caso de falla de la aislamiento de los tanques de carga o que el gas licuado pase a través de las membranas de los tanques de carga hacia los espacios de aislamiento de éstos.

Los sensores de temperatura son instalados en los espacios de aislamiento y en medio del casco interior asociado con cada tanque de carga. Cada sensor tiene un repuesto. Los sensores deben cumplir con condiciones de fabricación y diseño que permitan una larga vida útil y gran confiabilidad.

En la figura N°5.5, se muestra una consola detectora de gases como se encontraría en un buque gasero.

En la figura N°5.6, se muestra un circuito de detección fijo de gases como se encontraría en un buque GNL con sistema de contención tipo membranas.

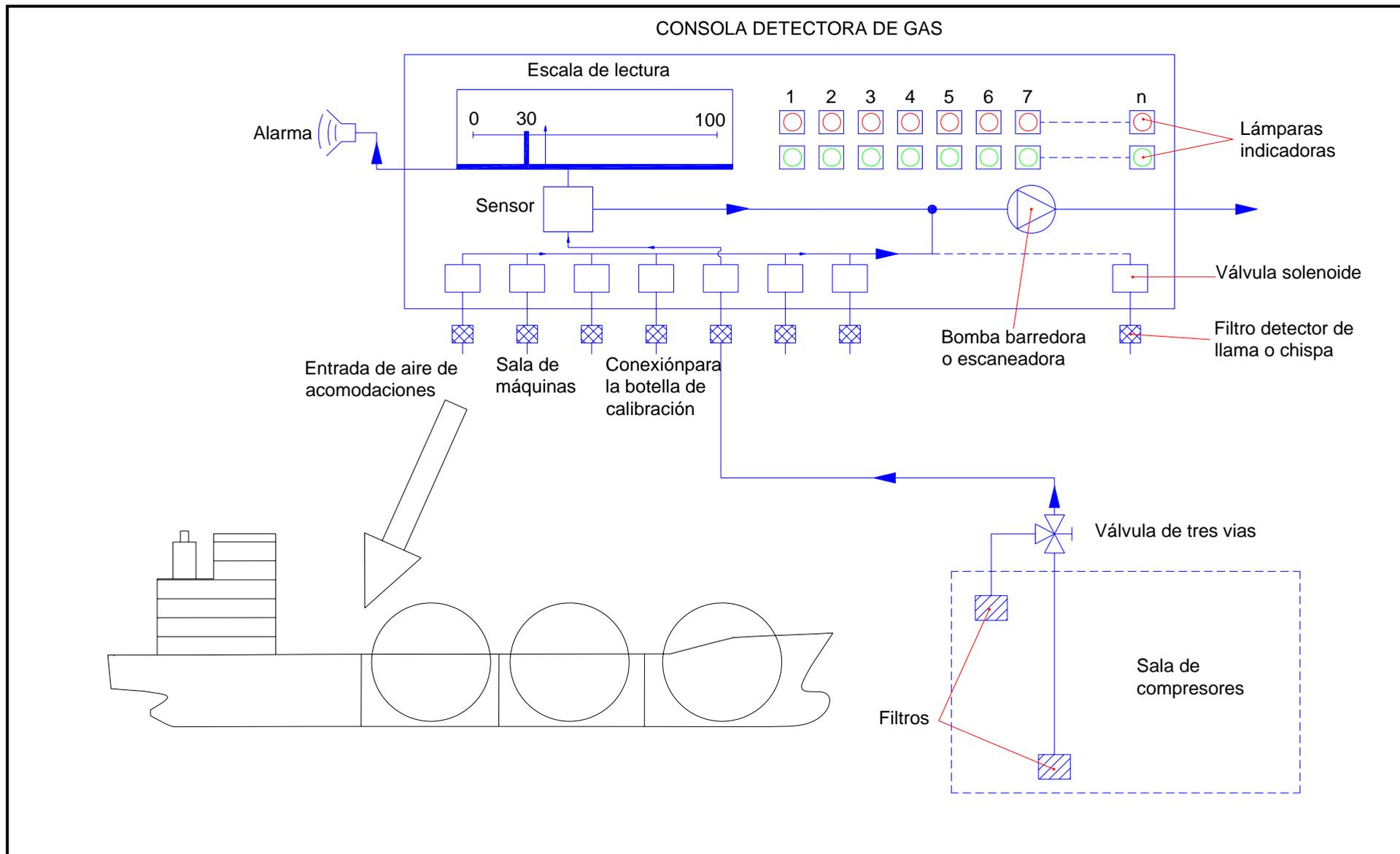


Figura N°5.5. Consola detectora de gases.

Circuito fijo de detección de gas.

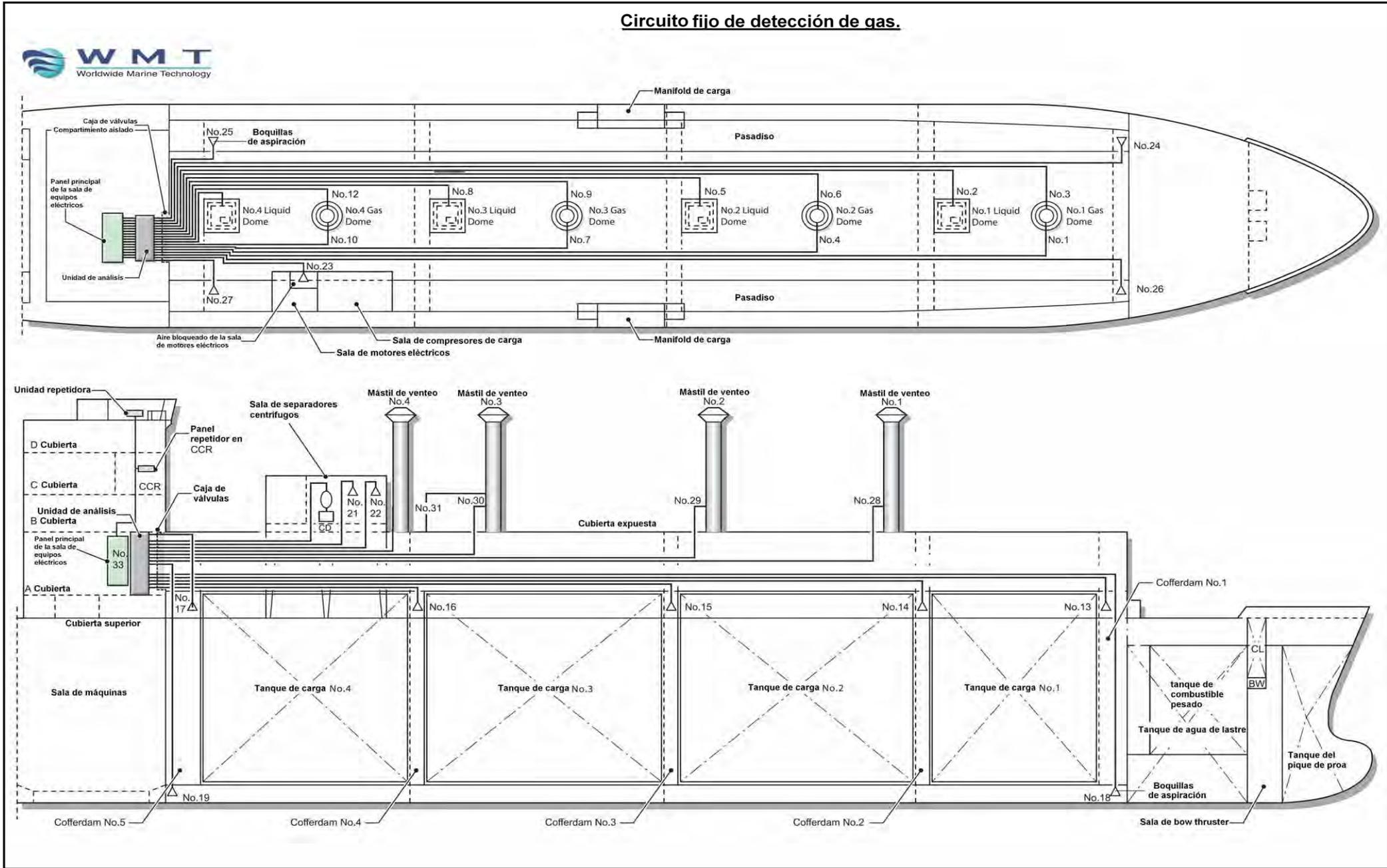


Figura N°5.6. Sistema de detección fijo de gases para un buque gasero.

5.2.5. Indicadores de absorción química.

Estos instrumentos normalmente funcionan haciendo pasar una muestra de vapor a través de un químico reactivo en un tubo de vidrio. La detección reactiva se vuelve progresivamente descolorida si el vapor que se quiere detectar está presente y la longitud de la decoloración, que puede ser leída desde el tubo o en una escala graduada, da una medición de la concentración del vapor.

Los indicadores de absorción química dan una exacta indicación de la concentración del vapor, cualquiera sea el contenido de oxígeno de la mezcla.

Es importante que el correcto volumen de muestra, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, sea pasado a través del indicador, de otra manera la medición no será exacta. Una muestra de volumen de gas demasiado pequeña nos dará un valor bajo en su concentración. En algunos instrumentos la longitud de la manguera de muestreo es un factor crítico en la obtención de una lectura correcta.

La presencia de un segundo gas puede afectar las lecturas y causar impresiones. El detector químico de tubos está especificado para vapores de gases particulares, que no necesariamente tienen propiedades inflamables o combustibles. Los tubos son diseñados para detectar concentraciones bajas de vapor en forma exacta. Los tubos deben ser usados siempre cuando el vapor de carga presenta un serio riesgo de inhalación (ej: amoníaco).

5.2.6. Analizadores de oxígeno.

Existen varios tipos de analizadores de oxígeno: algunos son indicadores de absorción química que usan tubos especiales, otros usan químicos para disolver el oxígeno de una muestra y otros confían en las propiedades paramagnéticas del oxígeno.

Si son usados los tubos detectores, las lecturas pueden ser afectadas por la presencia de vapores químicos. Un indicador que puede ser confiable para mediciones del contenido de oxígeno de un espacio después de la ventilación completa del espacio puede no ser conveniente para el chequeo del contenido de oxígeno en mezclas de aire/gas inerte/vapores de la carga. En estos casos deben ser observadas las instrucciones del fabricante.

Los instrumentos paramagnéticos miden la desviación de un imán montado en un simétrico pero no uniforme campo magnético; el imán está dentro de un compartimiento sellado donde la muestra de gas es introducida. La desviación es directamente proporcional a la concentración de oxígeno. Algunos otros gases, principalmente el óxido de nitrógeno, tiene propiedades paramagnéticas parecidas al oxígeno, por lo tanto esta técnica no puede ser usada si tales gases pueden estar presentes. Estos instrumentos pueden ser usados para detectar oxígeno mezclado con otros vapores.

En la figura siguiente se muestra un esquema de un indicador de oxígeno del tipo absorción química. El oxígeno pasa a través de la membrana de teflón hacia una solución de cloruro de potasio activando la celda química. Cuando se cierra el interruptor, la corriente fluye a través del circuito y desvía la aguja del amperímetro. Mientras más oxígeno sea absorbido por la solución, mayor será la corriente que circula en el circuito eléctrico y la desviación de la aguja indicará el porcentaje de oxígeno en la atmósfera que se está muestreando.

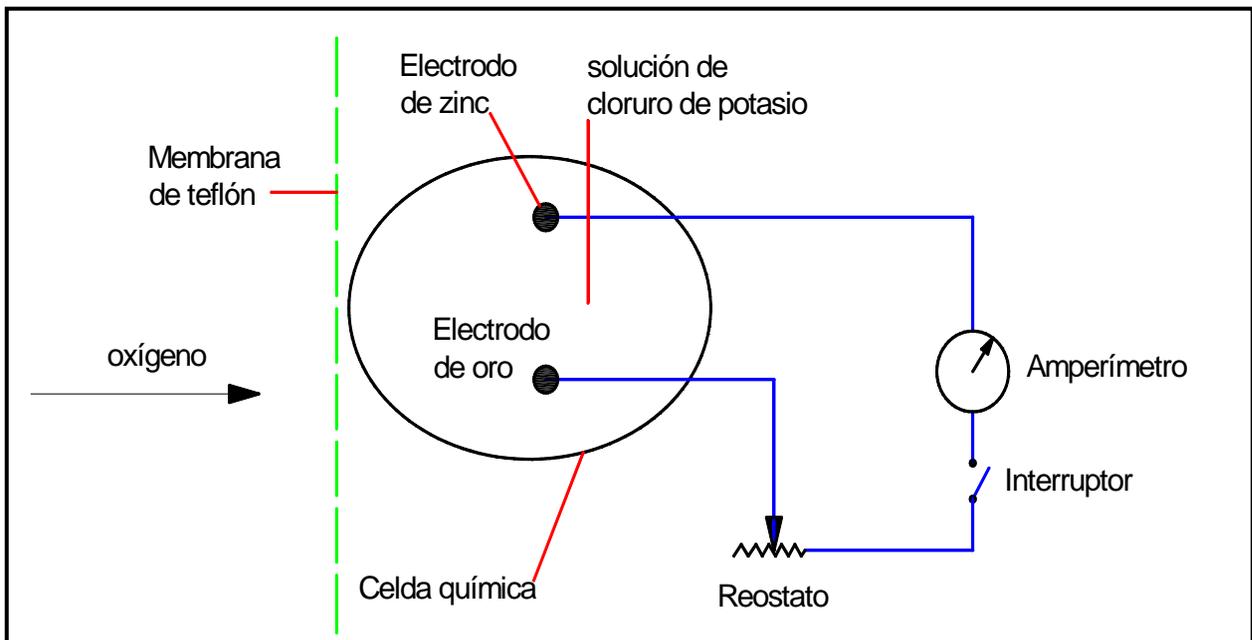


Figura N°5.7. Indicador de oxígeno de absorción química

5.2.7. Precauciones generales.

Los detectores de vapor son un medio de medición de concentración de vapor, y gran cuidado es necesario tener para asegurar que las lecturas son exactas, especialmente cuando la vida del personal depende de estas mediciones.

Las siguientes precauciones deben ser consideradas:

- ✓ El manual del fabricante debe ser estudiado antes del uso para propósitos de calibración.
- ✓ El punto cero debe ser chequeado regularmente y restaurado si es necesario; antes que el instrumento sea calibrado se debe tener gran cuidado en asegurar que la muestra está libre de cualquier gas para dar una lectura de cero cuando es calibrado; el nitrógeno puro puede ser usado si es posible.
- ✓ El instrumento debe ser calibrado frecuentemente; la concentración y composición del gas usado para la calibración (span gas) debería ser exactamente conocido; la calibración puede fluctuar un poco por una hora en algunos casos; la re-calibración del instrumento debería ser registrada.
- ✓ Cuando los detectores de oxígeno son calibrados es esencial el uso de un aire limpio y descontaminado; algunas precauciones tienen que ser tomadas cuando se manipula el "span gas" (gas de calibración), ya que es tóxico o inflamable, tal como habrían de tomarse precauciones si el gas del "span gas" fuera llevado como carga en el buque.
- ✓ Equipamiento de tubos o líquidos usados en los detectores de absorción química o principios de reacción, tienen una limitada vida útil con fecha de vencimiento fija; ellos deberían ser reemplazados antes de caducar, de lo contrario las lecturas en el muestreo de gases serán inexactas.
- ✓ Todas las líneas de muestreo deben estar limpias y desobstruidas; los indicadores luminosos deben estar conectados en sus puntos de conexión correctos.
- ✓ Se debe utilizar la posición correcta para muestrear la carga transportada (alto o bajo punto de muestreo), y deberían tomarse precauciones al cambiar estos puntos de muestreo cuando se cambian cargas si es necesario.
- ✓ Se debería tener cuidado al usar equipos portátiles: hasta el personal en una cubierta abierta puede sufrir deficiencia de oxígeno causada por un gas inerte desde un punto de muestreo.

- ✓ Los equipos sensores portátiles no deberían ser usados en atmósferas inflamables.
- ✓ Bombas, filtros, corta llamas, y otros componentes del sistema de detección de gas, deben ser bien mantenidos para garantizar lecturas precisas.
- ✓ El filamento catalítico debe ser desactivado si es expuesto al agua o vapor de petróleo.
- ✓ Las lecturas locales y remotas deben ser comparadas para asegurar precisión.
- ✓ La calibración de la mayoría de los instrumentos fijos depende de la cantidad del flujo, y las fluctuaciones en éste pueden causar imprecisiones; el flujo debe ser mantenido estable y el flujo desde cada punto debería ser el mismo.
- ✓ El voltaje de las baterías de los instrumentos portátiles debe ser chequeado permanentemente para asegurar que el instrumento entregue lecturas confiables.

5.3. Interfaces buque/tierra y estándares de seguridad.

5.3.1. Transferencia buque/buque.

Es común para buques GNL ser capaces de transferir carga o recibir carga desde otro buque. Los siguientes equipamientos son proporcionados y estibados a bordo:

- ✓ Un juego de mangueras flexibles criogénicas de transferencia de carga con sus adaptadores, conjuntamente con sus aparejos de soportes adecuados, de un adecuado tamaño para permitir su fácil manipulación.
- ✓ Un juego de cables necesarios para conectar el sistema de parada de emergencia (ESD).
- ✓ Un portalón liviano para transferencia de personal.
- ✓ En algunos casos una conexión adecuada que proporcione poder para la carga y para el tablero de emergencia con un juego de cables eléctricos para permitir el suministro de poder eléctrico desde otro buque para la operación de los “power pack” hidráulicos, instrumentación, etc.

5.3.2. Sistema de comunicación buque/tierra.

Las siguientes instalaciones son necesarias cuando un buque GNL está atracado en un Terminal de GNL.

- ✓ Una línea telefónica instalada en la consola central de control, proporcionando comunicación por voz con la sala de control de tierra a través de un sistema de conexión de fibra óptica.
- ✓ Un teléfono de botón en la sala de control central, proporcionando comunicaciones para los teléfonos de la red interna del Terminal por medio de fibra óptica y un sistema de conexión eléctrica.
- ✓ Un teléfono de botón instalado en una cabina acústica localizada en el área de la sala de control, proporcionando comunicaciones a la red de teléfonos públicos de tierra por medio de fibra óptica y un sistema de conexión eléctrica.
- ✓ Una conexión de teléfono para comunicación de fax instalado en el área de la sala de control central y conectado a tierra por medio de un sistema de conexión eléctrica.
- ✓ Un potente sonido de teléfono instalado en la sala de control central, proporcionando comunicación de emergencia al Terminal en tierra por medio de un sistema de conexión eléctrica.

En el presente no existen estándares internacionales para sistemas de interfaces buque/tierra.

5.3.3. Diseño seguro de puertos.

La interface buque/tierra es un punto vital para tener en cuenta desde el punto de vista de la seguridad del tráfico y comercio del gas licuado. Considerando los diseños de los terminales o puertos (y los equipamientos a necesitar), la seguridad en esta área requiere un buen entendimiento y conocimiento inteligente de los parámetros del buque. Los siguientes puntos son comúnmente tomados en cuenta por los diseñadores de Terminales:

- ✓ La seguridad de la posición de fondeo en cuanto a otro tráfico marítimo.
- ✓ La seguridad en la posición de fondeo en relación a una industria adyacente.
- ✓ Eliminación de superficies próximas de ignición.
- ✓ Distancias seguras entre barcos.

- ✓ El tamaño adecuado de los barcos.
- ✓ Diseño satisfactorio de las defensas del Terminal o muelle.
- ✓ Los puntos de amarre en tierra convenientemente posicionados y reforzados.
- ✓ Profundidad conveniente del agua en el Terminal.
- ✓ Indicadores de velocidad de los buques que se aproximan al Terminal.
- ✓ Sistema de parada de emergencia incluyendo los controles de acoplamiento buque/tierra (conexión eléctrica, líneas de carguío, etc.).
- ✓ Fusibles y enchufes convenientes para las conexiones buque/tierra.
- ✓ Un poder de emergencia para largar o soltar el acoplamiento del brazo rígido
- ✓ Líneas adecuadas para el retorno de vapores.
- ✓ Líneas de suministro de nitrógeno al Terminal.
- ✓ Sistemas de detección de fugas de gas.
- ✓ Una posición segura de la pasarela buque/tierra.
- ✓ Diseño para limitar los golpes de presión en las líneas de carga.
- ✓ Sistemas que peritos de comunicación verbal.
- ✓ El conocimiento de informaciones y regulaciones del Terminal.
- ✓ Equipamiento del salvavidas y combate de incendios en el Terminal.
- ✓ Sistemas de advertencia ante la proximidad de mal tiempo.
- ✓ El desarrollo y desenvolvimiento ante procedimientos de emergencia.
- ✓ Apoyar procedimientos en la aproximación a puerto.

5.4. Sistemas de lucha contra incendio.

5.4.1. Fundamentos del fuego.

5.4.1.1. La combustión.

La combustión es una reacción química de oxidación, en la que una sustancia se combina con oxígeno. Se trata de una reacción exotérmica, es decir, se cede calor al entorno.

Para que se produzca la combustión, es necesario que el oxígeno del aire entre en contacto íntimo con la sustancia combustible. Esta circunstancia sólo puede darse en los vapores de gases. Por lo tanto, en el caso de los sólidos y líquidos, es necesario un aporte de calor para que se transformen en vapor. En cualquier caso, al aumentar la superficie (mayor fragmentación) de un combustible, más fácilmente se inflama.

5.4.1.2. El triángulo del fuego y el tetraedro del fuego.

Analizando los distintos elementos que intervienen en una combustión podemos definir:

- a) **Combustible:** es cualquier sustancia capaz de generar una combustión al oxidarse y ser activada por una energía.

- b) **Comburente:** es la sustancia en cuya presencia se produce la combustión, generalmente es el oxígeno del aire.

No obstante, para que la combustión tenga lugar, es necesario el aporte de una energía de activación que inicie la reacción: una chispa, alta temperatura, una llama, etc.

Los elementos que intervienen en una combustión deben darse al mismo tiempo y en las proporciones adecuadas para que ésta se produzca. Por ello, se suelen representar formando el llamado triángulo de fuego (ver figura N°5.8), dando a los lados del triángulo los nombres de los distintos elementos. Esta representación da idea de la interconexión que debe existir entre los tres elementos para que la combustión se mantenga.

La continuidad de esta combustión radica en un proceso de activación térmica de las moléculas del entorno. La emisión de radicales libres producen nuevas combinaciones de oxígeno, generando una reacción en cadena.

Para representar este nuevo elemento de la combustión, se suele emplear el llamado tetraedro del fuego, representando en sus caras cada uno de los elementos que intervienen en la combustión: combustible, comburente, energía de activación y reacción en cadena.

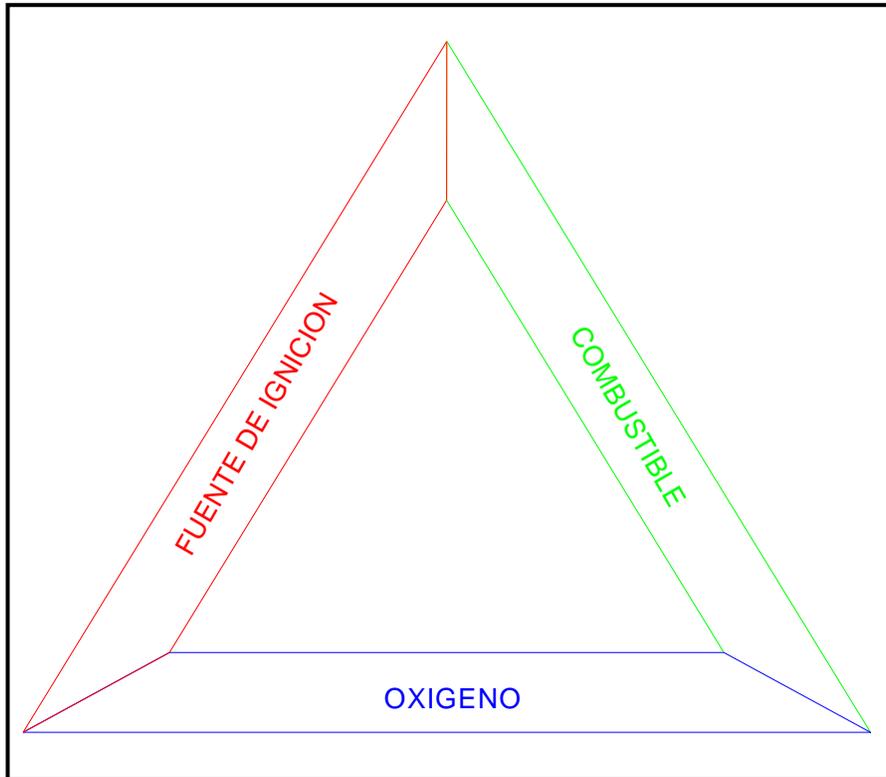


Figura N°5.8. Triángulo del fuego

Estos cuatro elementos deben coexistir y darse en las proporciones adecuadas para que el fuego se produzca. El comburente por excelencia es el oxígeno contenido en el aire, no obstante, ciertos metales arden en atmósferas de nitrógeno (calcio y aluminio), elementos como el fósforo y el carbono arden con el óxido nitroso y otros elementos, simplemente no necesitan a ningún otro para su combustión (el ozono o la hidracina). Debido a la improbabilidad de encontrar estos elementos combustibles a bordo y a las particularidades especiales de cada uno de ellos, tomaremos de forma generalizada el oxígeno contenido en el aire, como el comburente que generalmente interviene en la práctica en la totalidad de los fuegos. A efectos prácticos, para la gran mayoría de los fuegos generados a bordo, el tetraedro del fuego responde de forma muy exacta a los siguientes elementos:

- ✓ Combustible.
- ✓ Oxígeno.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Reacción en cadena.

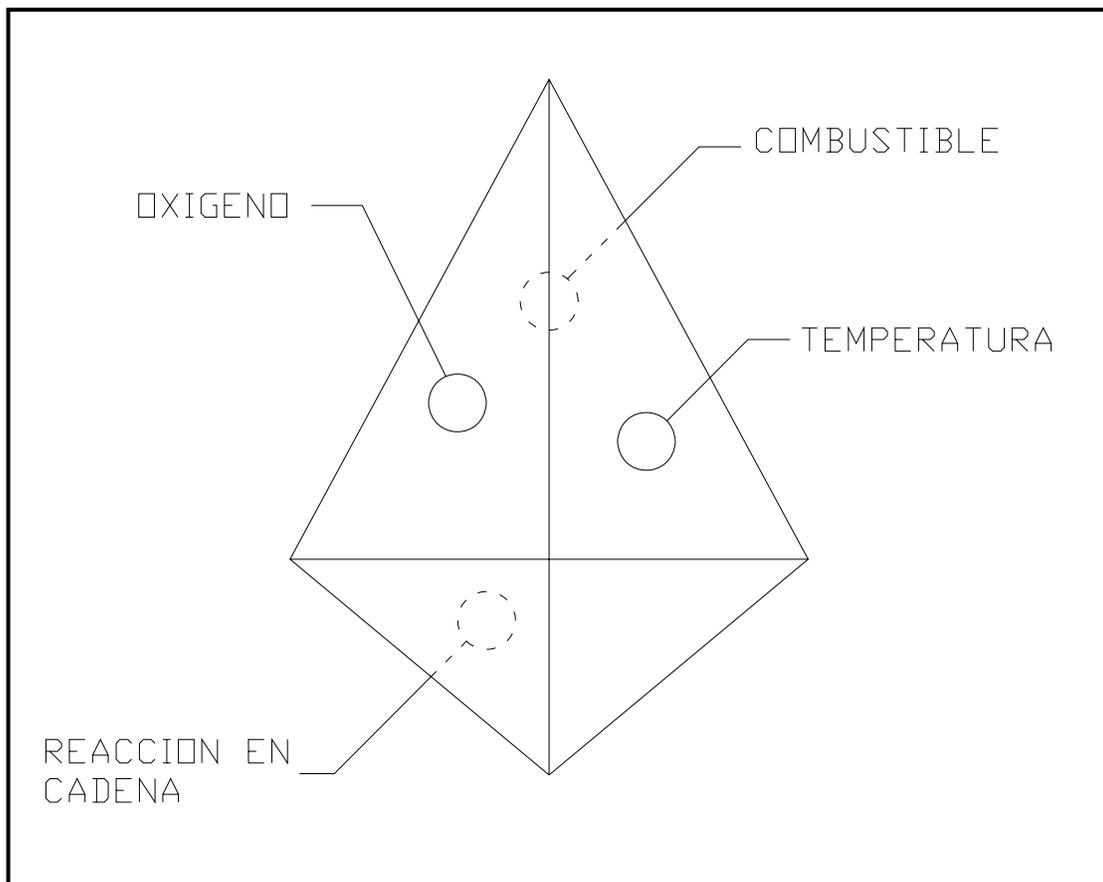


Figura N°5.9. Tetraedro del fuego.

5.4.2. Clasificación de las combustiones.

Los distintos parámetros que afectan al desarrollo de la combustión actúan de forma decisiva e interdependiente de los demás. Por ello, podemos clasificar las combustiones según las distintas velocidades en que se desarrolla las reacciones:

✓ **Combustiones lentas.**

Se produce poco calor y no se produce luz (sin llamas).

✓ **Combustiones rápidas.**

Se produce mucho calor y gran cantidad de luz (con llamas).

✓ **Explosiones.**

Se producen altas velocidades de reacción que generan presiones elevadas. Sus efectos se pueden mitigar con aliviaderos de explosión que limitan la presión generada.

Las explosiones se pueden clasificar según la velocidad de propagación de la llama en:

a) Deflagrantes.

Son aquellas explosiones con velocidad de reacción entre 1 m/s y 340 m/s (la velocidad del sonido) y la onda de presión generada no supera los 10 kg/cm².

Se produce normalmente con vapores de líquidos combustibles y en atmósferas de polvos combustibles.

b) Detonantes.

Son aquellas explosiones con velocidades de reacción superiores a las a la velocidad sonido y la onda de alta presión desarrolla la energía suficiente para desencadenar nuevas detonaciones.

Se produce normalmente en las tuberías de conducción de gases combustibles con una sucesión creciente de ondas de presión y sonido. Es característica la rotura de puntos equidistantes en la misma tubería.

5.4.3. Distintas fuentes de ignición.

Teniendo en cuenta que el oxígeno del aire es el comburente por excelencia y que la presencia de elementos combustibles en su entorno es constante, puede considerarse que la energía de activación es el desencadenante de la combustión. Es por tanto necesario conocer y familiarizarse con las distintas formas en las que se manifiesta.

Puede suponerse que las distintas fuentes de ignición que puede generarse en la práctica son infinitas. Si bien esto es cierto, estadísticamente las podemos resumir en unos pocos focos de ignición que representan casi el 90% de todos los incendios que se registra. Los clasificamos según su procedencia en:

- ✓ **Origen eléctrico:** cortocircuitos, electricidad estática.
- ✓ **Origen mecánico:** fricción, chispas mecánicas, llamas abiertas, superficies calientes, soldadura y oxicorte, materiales recalentados, cigarrillos y cerillas, chispas de combustión.
- ✓ **Origen químico:** ignición espontánea.

5.4.4. Características de los combustibles.

Cada elemento combustible tiene un comportamiento distinto ante el fuego. Esto es lógico ya que cada elemento tiene una composición distinta que le confiere unas características que le hacen peculiar.

Conociendo las características físicas de un elemento combustible podemos prever su comportamiento ante situaciones que resulten previsibles, tales como el trasiego, manipulación, rango de temperaturas de almacenamiento, modo de apagar su combustión, etc. y además, analizar su comportamiento ante cualquier otra situación imprevisible. Las principales características físicas de los materiales combustibles que debemos conocer son:

5.4.4.1. Calor de vaporización.

Es la cantidad de calor que absorbe cada unidad de masa de un combustible líquido para vaporizarse completamente, tomada a la temperatura de vaporización. Es decir, es la cantidad de calor que se necesita para la producción de vapores inflamables a partir de un líquido combustible.

5.4.4.2. Poder calorífico.

Es la cantidad de calor que es capaz de desarrollar la combustión completa de 1 kg de combustible.

Queda definida así la potencia calorífica para cada materia. Se expresa en Calorías (cal) o Kilocalorías (kcal).

5.4.4.3. Punto de inflamación (Flash point).

Es la mínima temperatura a la cual un combustible desprende vapores inflamables a la presión atmosférica. Si le acercamos una llama, se inflaman los vapores de forma espontánea pero no se mantiene la combustión ya que la emisión de vapores es muy pobre.

Esta temperatura es conocida como "flash" o "flash point".

El punto de inflamación representa el inicio del peligro potencial de incendio de un combustible, por tanto, es un dato de suma importancia en la prevención de incendios.

5.4.4.4. Punto de combustión.

Es aquella temperatura a la cual un combustible emite vapores suficientes para que al contacto con una llama se mantenga la combustión total del mismo.

Alcanzada esta temperatura de combustión, el combustible emite una cantidad de vapores suficientes para mantener la combustión de una forma permanente. En los combustibles sólidos y líquidos esta temperatura de combustión es algo mayor que la temperatura de inflamación y en los combustibles gaseosos ambas coinciden.

Se trata de la temperatura mínima en la que un riesgo de incendio es constante, por ello se debe conocer con toda exactitud.

5.4.4.5. Punto de encendido o autoinflamación.

Es la temperatura a la cual un combustible se inflama sin necesidad de ninguna energía de activación, es decir, de forma instantánea. Cuando el combustible alcanza esta temperatura se autoenciende.

5.4.5. Propagación del fuego.

Para poder hacer frente al fuego es necesario conocer el mecanismo que genera su formación y posterior propagación. De esta forma, no sólo podemos actuar eficazmente de forma activa una vez generado el fuego, sino que podremos evitar su propagación posterior. Esta situación tiene una importancia vital a bordo, donde las circunstancias son muy especiales: elementos extintores limitados, personal reducido, ventilación constante, espacios confinados y diversidad de elementos combustibles. No entraremos en las fuentes de ignición, que como sabemos pueden ser muy variadas y circunstanciales, sino en la generación del fuego una vez que su inicio ha tenido lugar, así como en las medidas existentes a bordo para evitar su propagación.

5.4.5.1. Generación del fuego.

Como ya se ha visto, en los elementos combustibles sólidos o líquidos es necesaria la emisión de vapores para que se pueda iniciar el fuego. Por lo tanto, es necesario un aporte de calor hasta alcanzar la temperatura de vaporización. Al principio, la concentración de vapores emitidos no será suficiente para que se inflamen, es decir, estará por debajo del límite inferior de inflamabilidad.

Si continuamos dando calor, el combustible alcanzará el punto de inflamación o “flash point”. Si acercamos una llama, los vapores se inflamarán de forma espontánea pero se apagará inmediatamente, ya que la velocidad de combustión es superior a la velocidad de formación de vapores combustibles.

Una vez sobrepasado este punto, si continúa el aporte calorífico, se llegará a la temperatura de combustión. La proximidad de una llama inicia el fuego que se mantiene de forma constante incluso si se retira la llama inicial. A partir de esta temperatura, el calor producido por el fuego seguirá autogenerando vapores. Por tanto, el calor generado en la combustión se transmite al exterior de las llamas y también se emplea en calentar el combustible.

En la zona más próxima al combustible la concentración de vapores está por encima del límite superior de inflamabilidad, se trata de una mezcla muy rica y por tanto no existirá llama. Al elevarse, los vapores se mezclan con el aire y la concentración disminuye hasta el límite superior de inflamabilidad, comenzando la combustión, coincidiendo con el borde inferior de la llama. Aquí se produce la combustión hasta que llega el límite inferior de inflamabilidad, que coincide con el borde exterior de la llama.

La luminosidad de la llama variará con la cantidad de carbono libre que se produce en la combustión.

5.4.5.2. Propagación de fuegos.

Independientemente de la fuente de ignición que origina un fuego, éste siempre se inicia en uno o varios focos. En definitiva, siempre se inicia en un punto determinado y después se propaga a otros compartimentos.

La propagación se puede realizar en cualquier dirección siempre que el fuego encuentre los tres elementos que necesita para su existencia (ver figura N°5.8):

- 1) **El oxígeno** presente en el aire se encuentra en todas las dependencias de un buque, incluso con una presión ligeramente superior a la atmosférica debido a la circulación forzada de aire.
- 2) **Las sustancias combustibles** se encuentran en los mismos elementos constructivos del buque; forros de mamparos, pisos, pinturas, aislantes térmicos y acústicos, líquidos combustibles y especialmente en los buques de madera.
- 3) **El calor** es el principal elemento desencadenante de los incendios a bordo debido a la facilidad de su propagación una vez iniciado un foco de incendio.

La propagación de un fuego por conducción de calor es especialmente peligroso en los buques de acero, donde un foco generado en un compartimiento, transmite el calor a los elementos estructurales contiguos. Este calor se trasmite por conducción a través de los elementos estructurales (mamparos, cubiertas y techos) a las caras de los compartimentos más próximos donde una vez alcanzada la temperatura de encendido de los materiales combustibles, se propaga el fuego. Este fenómeno llamado “flash over”, puede generar en poco tiempo una sucesión geométrica del fuego por todo el buque si no se logra parar su propagación.

La propagación del fuego por conducción a bordo no suele ser especialmente importante si se encuentra confinado en un compartimiento. Cuando el fuego encuentra troncos de escalera, conductos de intercomunicación de ventilación o largos pasillos, las corrientes de convección creadas por el humo y las altas temperaturas pueden transmitir el fuego a otros compartimentos alejados del foco inicial. Este fenómeno, denominado efecto chimenea, está directamente relacionado con las características constructivas del buque.

La transmisión del fuego por radiación mediante las ondas electromagnéticas, se realiza a través del aire y en cualquier dirección. Por tanto, cualquier superficie expuesta a la acción directa del fuego, independientemente de la distancia, está recibiendo calor radiante.

5.4.5.3. Curva de desarrollo.

En la propagación de un fuego es importante conocer la curva de desarrollo, que refleja el deterioro del ambiente en función del tiempo como se muestra en la figura N°5.10. El nivel crítico representa peligro para la vida, variando en función de los productos emitidos y de las características de las personas expuestas. El espacio de tiempo entre la detección y este nivel crítico representa el tiempo disponible para llevar a cabo las actuaciones necesarias: activación de los equipos o evacuación. Si se reduce el tiempo de la detección aumentará el tiempo destinado a la intervención y también a las posibilidades de éxito en el control y extinción del fuego.

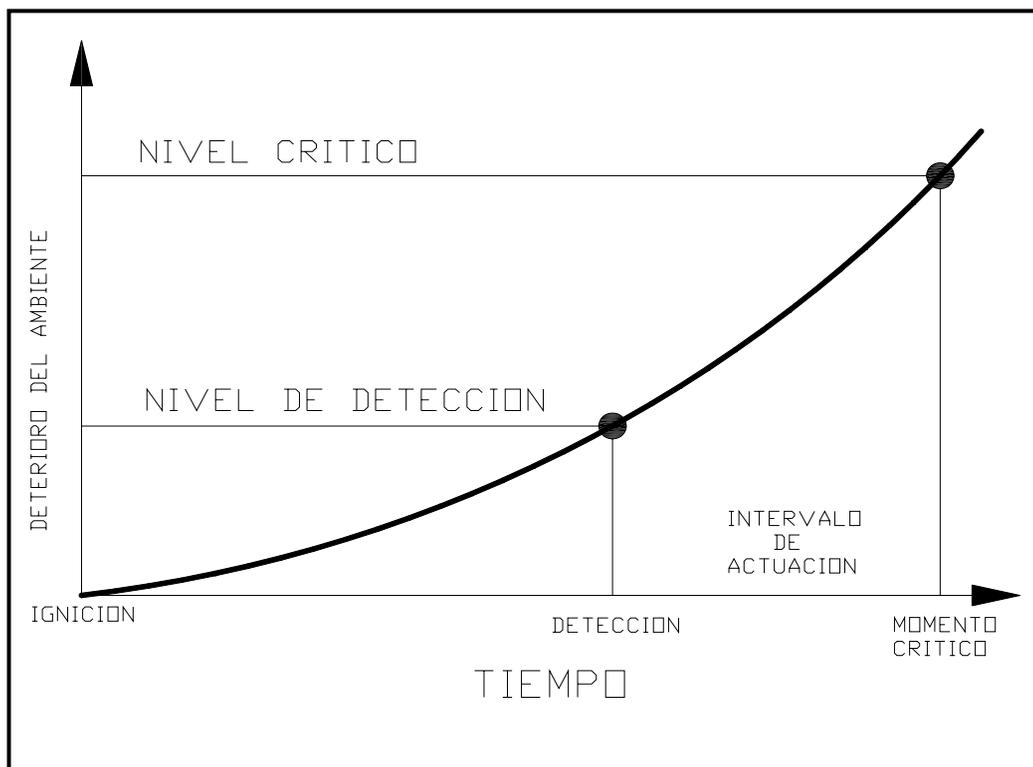


Figura N°5.10. Curva de desarrollo del fuego.

5.4.5.4. Reacción de los elementos al fuego.

La reacción de cada elemento durante la combustión viene determinada por varios factores: principalmente por la superficie presentada, la cantidad de oxígeno en sus proximidades, su estado físico y, especialmente importante, el poder calorífico, que permite la determinación de la carga de fuego por unidad de superficie de la masa combustible.

Una clasificación en cuanto a la inflamabilidad de los elementos nos permite establecer distintos grados de reacción al fuego:

- ✓ M-0: incombustibles.
- ✓ M-1: no inflamables.
- ✓ M-2: difícilmente inflamables.
- ✓ M-3: medianamente inflamables.
- ✓ M-4: fácilmente inflamables.
- ✓ M-5: muy fácilmente inflamables.

Un material incombustible (M-0) es aquel que no arde ni desprende vapores inflamables en cantidad suficiente para experimentar la ignición, cuando se le calienta a 750 °C (característica que será demostrada por un procedimiento de prueba reconocido por la administración).

Cualquier otro material que no cumpla con las exigencias anteriores, será considerado un material combustible.

5.4.5.5. Resistencia de los materiales al fuego.

En la construcción de los buques, la resistencia que ofrecen los materiales al fuego tiene una importancia especial debido a su confinamiento, a la compartimentación y a los distintos efectos que ya hemos visto (“flash over” o “efecto chimenea”).

Por ello, se establece una triple clasificación de los materiales empleados en la construcción de un buque:

- ✓ Materiales estables al fuego, es decir, que poseen estabilidad mecánica.
- ✓ Materiales con poder parallamas, es decir, además de ofrecer una estabilidad mecánica, evitan la propagación de las llamas.
- ✓ Materiales cortafuegos, que poseen estabilidad mecánica, poder para llamas y además, ofrecen aislamiento térmico.

5.4.5.6. Propagación del calor

El calor es una forma de energía que se manifiesta de muy diversas formas. La temperatura es una manifestación de calor que no debe confundirse con él. Por tanto, puede suceder que las sustancias a las que se comunica el mismo calor pueden tener

distinta temperatura, y sustancias que a la misma temperatura puedan tener almacenada distinta cantidad de calor.

El calor se trasmite de las sustancias de mayor temperatura a las de menor temperatura, hasta que ambas tienen la misma temperatura.

Esta conducción de calor de una sustancia otra es la que provoca la propagación de fuego. Podemos diferenciar las siguientes formas:

a) Conducción:

El calor se propaga a través de una sustancia conductora, normalmente materiales sólidos. Se trata de una conducción lenta.

b) Convección:

El calor se propaga por corrientes debidas a la diferencia de densidad. Los gases procedentes de la combustión están calientes, y por tanto disminuyen su peso específico elevándose a zonas más altas. De esta forma deja paso al aire frío en zonas bajas (efecto chimenea).

Esta propagación de calor es muy importante ya que puede desplazar el fuego a zonas muy alejadas. También debe tenerse muy en cuenta al estudiar el comportamiento del humo, que se ve arrastrado por este fenómeno.

c) Radiación:

El calor se propaga de una sustancia a otra sin necesidad de mediar ningún cuerpo, es decir mediante radiaciones electromagnéticas.

Se trata de una propagación muy eficaz, ya que puede alcanzar grandes distancias en línea recta a cualquier dirección desde la sustancia que emite las radiaciones.

d) Llama directa:

El calor se transmite directamente mediante una llama que eleva la temperatura de la sustancia combustible. Si el calor aportado es suficiente para emitir vapores, la sustancia arderá.

5.4.6. Clasificación del fuego.**5.4.6.1. General.**

Los fuegos se pueden clasificar de muy diversas formas según los parámetros que se tengan en cuenta (un ejemplo: la velocidad de propagación o la energía térmica generada). No obstante, la tendencia generalizada en todos los países es agruparlos según el tipo de combustible que los generan. De esta forma, las distintas clases de fuegos tienen unas características comunes y resulta más fácil la elección del agente extintor que cubra estas necesidades. Esta clasificación del fuego según el tipo de combustible que lo genera, no está unificada en todos los países de nuestro entorno. Esta diferencia de criterios puede dar lugar a confusiones en la elección del agente extintor y posteriores riesgos en su utilización. Por todo ello, se tratarán las clasificaciones más importantes y comentaremos las diferencias entre ellos. En esencia, todas responden a una misma filosofía pero con distintos puntos de vista.

5.4.6.2. Normativa europea.

Las principales normas europeas, la francesa (AFNOR) y la alemana, clasifican los tipos de fuego en cinco clases. A diferencia de la normativa española, incorporan los fuegos de Clase E como aquellos en los que está presente la electricidad. En realidad no se trata de una nueva clase de fuego, ya que será la Clase A, B, C, o D en el que la electricidad se encuentre presente. No obstante, los peligros y las consideraciones que deben tenerse en cuenta en un fuego con presencia de electricidad hace que esta normativa los contemple como una clase independiente que les confiere una atención especial.

- ✓ **Clase A:** fuegos de combustibles sólidos con llamas y brasas, excepto metales.
- ✓ **Clase B:** fuegos de combustibles líquidos con llamas, o sólidos que sólo arden al licuarse.
- ✓ **Clase C:** fuegos de combustibles gaseosos.

- ✓ **Clase D:** fuegos de combustibles metálicos.
- ✓ **Clase E:** fuegos en los equipos eléctricos, es decir, cualquiera de la Clase A, B, C, o D con presencia de electricidad.

5.4.6.3. Normativa norteamericana.

La clasificación oficial en Norteamérica es la adoptada por la NFPA (National Fire Protection Assotiation) y tiene una influencia generalizada de los países de de su entorno, así como en gran parte de la flota mundial.

Esta normativa clasifica los fuegos en cuatro clases, no obstante, agrupa los fuegos de combustibles líquidos y los gaseosos en la Clase B. Si tenemos en cuenta que lo que verdaderamente arde en un combustible líquido son los vapores que se generan, no resulta muy extraña esta agrupación en una sola Clase de fuegos de de líquidos combustibles que desprenden vapores y de gases combustibles.

También contempla los fuegos con presencia de electricidad como los de Clase C. Debe recordarse que en la normativa europea a este tipo de fuego se denomina con la Clase E.

- ✓ **Clase A:** fuego de combustibles sólidos con formación de cenizas y brasas.
- ✓ **Clase B:** fuegos de combustibles líquidos o semilíquidos que desprenden vapores inflamables y combustibles gaseosos.
- ✓ **Clase C:** fuegos de equipos eléctricos con presencia de electricidad, en cuya extinción han de emplearse agentes extintores no conductores de la electricidad. Una vez que no existe presencia de corriente eléctrica, pueden emplearse agentes extintores para fuegos Clase A o B.
- ✓ **Clase D:** fuegos de metales combustibles, tales como el magnesio, titanio, circonio, sodio o potasio, que requieren un agente extintor que no reaccione con los metales en combustión.

CLASE DE COMBUSTIBLES					
NORMATIVA	SOLIDO	LIQUIDO	GASEOSO	METALICO	ELECTRICOS
EUROPEA	A	B	C	D	E
USA	A	B	B	D	C
CHILENA	A	B	B	D	C

Tabla N°7. Comparación de las distintas normativas según el tipo de combustible.

5.4.7. Red principal de lucha contra incendio a bordo.

El sistema de extinción principal de incendio consiste en tomas de mar, tuberías de succión, bombas de incendio y sistemas de tubería para la distribución y suministro a las mangueras y boquillas localizadas a través de todo el buque. Para este propósito es proporcionada una fuente fácilmente disponible de agua en cualquier punto del buque, que puede ser usada para combatir un incendio, y es considerado la columna vertebral del sistema de lucha contra incendios a bordo de los buques. A través del sistema principal de lucha contra incendio, el personal es abastecido con un confiable y versátil sistema capaz de proporcionar un número de diferentes métodos a emplear contra el fuego. El agua puede ser suministrada directamente en chorro para combatir profundos incendios asentados o como un sistema spray para combatir un incendio de combustible líquido cuando el enfriamiento y una mínima agitación es deseada como un método de protección del personal.

5.4.7.1. Capacidad de extinción del agua.

El agua principalmente extingue el fuego por remoción del calor. Esta absorbe el calor más eficazmente que cualquier otro agente extintor comúnmente usado debido a su buena conductividad térmica y su alto calor latente de vaporización. Esta es más efectiva cuando absorbe suficiente calor para aumentar la temperatura a 100 °C (212 °F). A esta temperatura, el agua absorbe calor adicional en el cambio de estado de líquido a vapor.

En el proceso de calentamiento del agua desde la temperatura ambiental, ésta se convierte en vapor, el agua absorbe aproximadamente 2,6 Kj de calor por gramo (1117 BTU/lb), que es un valor muy alto de absorción de calor que supera cualquier otro agente de extinción. Esta absorción de calor reduce la temperatura de los vapores quemados y también reduce la cantidad de vapor combustible que es generado por el enfriamiento que el agua produce en la superficie del combustible. Con un adecuado

enfriamiento, es insuficiente el calor presente en la sustancia combustible para mantener un proceso de combustión autosoportante y el fuego es apagado.

El agua también tiene un importante efecto secundario, cuando es tornado en vapor, este expande 1600 veces su volumen a presión atmosférica. Con este resultado, un metro cúbico de agua puede generar 1600 metros cúbicos de vapor. Esta gran nube de vapor sofoca el fuego, desplazando el aire que suministra oxígeno para el proceso de combustión. Así, el agua proporciona una acción sofocante y también enfriamiento.

5.4.7.2. Movimiento de agua hacia el fuego.

El propósito del sistema principal de extinción de incendio es simplemente mover el agua a los lugares donde es necesario con suficiente capacidad y presión para que pueda ser usada como un medio efectivo de extinción. En el mar, el suministro de agua es ilimitado. Sin embargo, el trasiego de agua es otra materia. La cantidad de agua que puede ser movida a bordo de un buque en un incendio depende del número y capacidad de las bombas de incendio instaladas y el diseño del sistema principal de tuberías del circuito de incendio. Aun cuando el agua está disponible en inmensa cantidad, esta condición es usada económicamente y prudentemente, si esta prudencia no está, el peso del agua puede afectar la estabilidad del buque debido a las superficies libres del agua embarcada. Esto es especialmente cierto si gran cantidad de agua es introducida dentro del buque, y permaneciendo está en puntos elevados del buque. El peso del agua incrementa la coordenada vertical del centro de gravedad del buque ocasionando un deterioro de la estabilidad. Los buques tienden a volcarse y hundirse debido a la excesiva cantidad de agua que es usada durante los esfuerzos del combate de incendios. Cada metro cúbico de agua pesa aproximadamente una tonelada.

A bordo de los buques, el agua para el combate de incendios es movida de dos maneras:

A través del sistema principal de incendios, a través de líneas de manguera que son manipuladas por el personal a bordo.

A través del sistema de tuberías que abastece al sistema fijo manual o automático de boquillas rociadoras (sprinkler) o pulverizadores (spray).

Ambos son métodos confiables para traer agua para acudir a un incendio, alimentando las bombas, las tuberías y todos los componentes del sistema están apropiadamente diseñados y mantenidos. El primer método de distribución, la red de incendio principal, es discutido en esta sección.

La red principal de incendio es una parte vital de varios sistemas de combate de incendio instalados a bordo de los buques.

5.4.7.3. Chorro directo.

El chorro directo, algunas veces llamado chorro sólido, es una valiosa forma de agua para el combate del fuego. El chorro directo es formado por una tobera que es especialmente diseñada para ese propósito. Las toberas estrangulan el caudal de agua para incrementar la velocidad y alcance del agua en la descarga.

5.4.7.4. Chorro niebla (spray).

Las boquillas spray dividen el chorro de agua en pequeñas gotas. Estas gotas tienen mucha mayor área total que un chorro sólido. De esta manera, un determinado volumen de agua en forma de niebla absorberá mucho mayor calor que el mismo volumen de agua en chorro sólido debido a la gran superficie de área expuesta.

El mayor calor de absorción de la niebla de agua es importante. Necesita ser aplicada menos cantidad de agua para la misma cantidad de calor en el fuego. Consecuentemente resulta en menos superficie libre de agua y menos problemas de estabilidad para la nave. La nube de vapor sofoca el fuego desplazando el aire que suministra el oxígeno para el proceso de combustión. De esta manera, el chorro de niebla ayuda a proporcionar una acción sofocante como un buen enfriamiento.

Las siguientes son las características básicas de la niebla de agua:

- ✓ Dificultad para apuntar.
- ✓ Alcance limitado.
- ✓ Excelentes cualidades de enfriamiento.
- ✓ Genera vapor y por ende sofoca el fuego.
- ✓ Tiene pequeña cantidad de escurrimiento.
- ✓ Empuja el humo y el fuego.

5.4.7.5. Limitaciones del chorro de niebla.

El chorro de niebla no tiene precisión a gran distancia como el chorro sólido. Mientras el chorro niebla puede ser usados efectivamente sobre las superficies adyacentes de un incendio asentado, este no es efectivo como el chorro sólido que alcanza el corazón del fuego.

El chorro sólido y el chorro de niebla pueden ser muy efectivos en fuegos Clase A, debido a que ellos tienen la habilidad de penetrar el fuego y enfriar la superficie del combustible. El chorro niebla puede ser usado en fuegos Clase A para enfriar las llamas y aislar el ambiente, y puede ser efectivo en contra de los fuegos Clase B.

5.4.7.6. Conexión internacional a tierra.

En concordancia con SVR 4-7-3/1.19., todo buque requiere estar provisto como mínimo de una conexión internacional a tierra y arreglos proporcionados para permitir ser usada a ambos costados del buque. El propósito de esta conexión es proporcionar un acoplamiento uniforme para tuberías, que permita suministrar agua a la red principal de incendios del buque, desde otra nave o una instalación en tierra. Para este propósito, existe una conexión a ambos costados del buque.

En concordancia con SVR, indica que la conexión debe ser de acero u otro material equivalente y debe ser diseñado para una presión de trabajo de 10 bar (150 psi). El flange debe tener una cara plana en un lado y el otro debe estar permanentemente pegado a una copla que va fijada en el buque. La conexión debe ser mantenida a bordo de los buques junto con la empaquetadura de cualquier material adecuado para una presión de trabajo de 10 bar (150 psi), conjuntamente con cuatro pernos de 16 mm (5/8 in) de diámetro, 50 mm (2 in) de longitud y ocho golillas.

La conexión debe ser acompañada con una empaquetadura, pernos, tuercas, y golillas. La conexión a tierra debe estar localizada en un lugar fácilmente accesible.

	Unidades del S.I.	Unidades de el U.S.
Diámetro exterior	178 mm	7 pulg.
Diámetro interior	64 mm	2.5 pulg.
Diámetro del círculo de pernos	132 mm	5.2 pulg.
Aberturas en el flange	4 huecos de 19 mm de diámetro.	4 huecos de 0.75 pulg. de diametro
Espesor del flange	14.5 mm	0.57 pulg.
Pernos y tuercas	4, cada uno de 16 mm de diámetro y 50 mm de longitud.	4, cada uno de 0.63 pulg. de diámetro y 1.97 pulg. de longitud.

Tabla Nº8. Dimensiones de la conexión internacional a tierra.

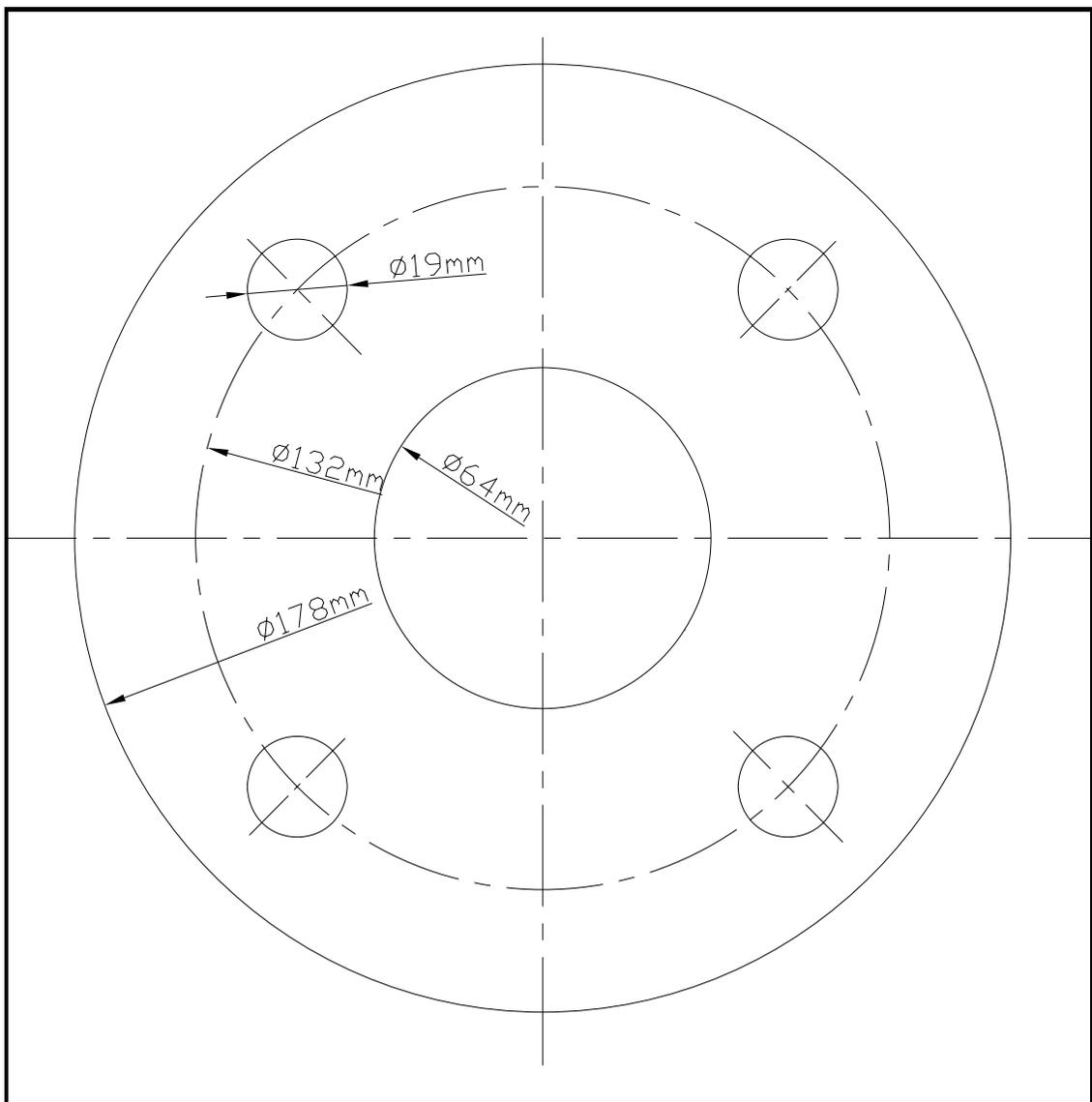


Figura Nº 5.11. Conexión internacional a tierra.

5.4.8. Sistemas de extinción fijos por gas.

5.4.8.1. Principios del sistema fijo de extinción del fuego por gas.

Los sistemas de extinción de incendio fijos típicamente suprimen el fuego por disminuir el oxígeno disponible en la atmósfera a un punto en que la combustión no puede continuar por más tiempo por la interrupción de la reacción química necesaria para la progresión del fuego.

Las ventajas de los sistemas fijos de gas por sobre los sistemas basados en agua son:

- ✓ Los daños a los equipos sensibles al agua pueden ser evitados, especialmente en el caso de equipamiento electrónico.
- ✓ El trabajo de limpieza y el período de paralización del equipo se acorta sustancialmente.

Las desventajas del sistema son:

- ✓ Algunos agentes extintores gaseosos son peligrosos para el personal abordo.
- ✓ El efecto de enfriamiento de los sistemas de gas es significativamente menor que los sistemas basados en agua.
- ✓ A diferencia del ilimitado suministro de agua para los sistemas de lucha contra incendios, la cantidad de gas es limitada para los espacios protegidos.

Debido a las desventajas anteriormente citadas, es esencial que los sistemas fijos de extinción de incendios por gas deben desplegarse rápidamente en lo posible para minimizar el aumento de la temperatura. También, debe tenerse cuidado en evitar la posibilidad de que el fuego sea reanudado debido a la disipación del gas extintor del fuego y la introducción de aire fresco a los compartimientos protegidos siendo prematuramente abiertos después de un incendio.

En instalaciones nuevas, el sistema de extinción por gas más comúnmente encontrado es de alta o baja presión de CO₂.

5.4.8.2. Sistema de extinción de incendio por gas CO₂.

El CO₂ es un compuesto de carbono y oxígeno. A temperatura ambiente y presión atmosférica el CO₂ es incoloro, inodoro, y no conduce a electricidad aunque produce electricidad estática por fricción en tuberías. Es aproximadamente un 50% más pesado que el aire. El CO₂ proporciona un deseable (aunque muy limitado) efecto de enfriamiento. El gas se disipa dentro de la atmósfera después de la descarga y no deja residuos.

Debido a que el CO₂ reduce el oxígeno disponible en la atmósfera, esta condición no es apta para la vida. Una concentración de un 6% a un 7% es considerada el nivel umbral a que produce efectos dañinos notables en humanos, a concentraciones por debajo de un 10%, muchas personas pierden la conciencia en poco tiempo. Debido al riesgo involucrado, particulares cuidados tienen que ser tomados para garantizar que todo el personal sea evacuado desde los espacios protegidos por CO₂ previo a la descarga del sistema.

5.4.8.3. Efectividad.

El gas de CO₂ es un efectivo agente extintor para fuegos Clase "A" (madera, papeles, etc), Clase "B" (líquidos inflamables y gases inflamables) y Clase "C" (equipamiento eléctrico), este desplaza el oxígeno necesario para la combustión. La concentración de CO₂ debe ser mantenida por un tiempo suficiente para permitir que la temperatura sea reducida al máximo por debajo de la temperatura de auto-ignición del material. Reducir el contenido de oxígeno a un 15% es suficiente para extinguir la mayoría de los fuegos. Alcanzando una concentración de CO₂ de un 28.5% en la atmósfera, se reduce el contenido de oxígeno a alrededor de un 15%. Sin embargo, las concentraciones requeridas normalmente exceden esta cantidad en orden de aceptar un posible escape de gas o ingreso de aire al espacio protegido, por eso, es bueno proporcionar un adecuado margen de seguridad.

El CO₂ no puede ser usado en fuegos Clase "D".

5.4.8.4. Sistema fijo de CO₂ de baja presión.

En este tipo de instalaciones, el anhídrido carbónico se almacena en estado líquido a baja presión, mediante una refrigeración continua: al disminuir la temperatura, también

disminuye la presión de condensación. El recipiente empleado es un depósito con aislamiento térmico. El anhídrido carbónico se refrigera mediante la circulación de un refrigerante a $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$, de esta forma se condensa a una presión de 21 kg/cm^2 .

Este sistema sólo se emplea cuando se necesita almacenar grandes cantidades de anhídrido carbónico que justifiquen el alto costo del sistema: bomba de circulación del líquido criogénico, depósito a presión de diseño especial, tuberías aisladas, elementos de seguridad, etc.

5.4.8.5. Sistema fijo de CO_2 de alta presión.

En las instalaciones que emplean este sistema, el anhídrido carbónico se mantiene a temperatura ambiente, y por lo tanto, a una presión elevada. Los recipientes empleados son botellas de acero estirado sin soldaduras, conectadas entre sí formando baterías de accionamiento conjunto.

Dentro de las botellas, cuando el gas se encuentra a una temperatura ambiente de $21\text{ }^{\circ}\text{C}$, le corresponde una presión de 60 kg/cm^2 para mantenerlo en estado líquido. Si la temperatura ambiente aumenta, también aumentará la presión en el interior de las botellas. Por ello, en la ubicación de las baterías de botellas, se tendrá en cuenta que la temperatura máxima del local no supere los $50\text{ }^{\circ}\text{C}$; correspondiendo una presión de 160 kg/cm^2 . Las botellas poseen una válvula de seguridad que está calibrada a una presión de 190 kg/cm^2 .

Como se muestra en la figura N°5.12, en el panel de control se indicará con una señal audible y visual, el accionamiento y descarga del sistema, así como cualquier falla en el suministro de energía. Las válvulas de descarga, de accionamiento local o remoto, se abren en forma conjunta al accionar el disparador-retardador (M), descargando al colector principal a través de un tubo de conexión y una válvula de retención. Esta distribución permite desconectar cualquier botella, para el pesado o sustitución, sin alterar la operatividad de la instalación. Mediante las tuberías de distribución se dirige el gas al compartimiento deseado. Un presostato indicará la descarga del gas.

La inundación del local se realiza a través de las boquillas de descarga (B), que estarán distribuidas de forma que aseguren una concentración y tiempos de descarga adecuados en todo el espacio.

El accionamiento remoto se realiza mediante las botellas piloto (P) situadas en las proximidades del espacio protegido. Antes de producirse la descarga se activarán las señales audibles (H) y visuales (CO₂) en el espacio protegido, permitiendo la salida de las personas que puedan estar en el interior y efectuar las medidas oportunas de aislamiento: parar la ventilación, cerrar puertas y demás accesos, etc. Mientras se está produciendo la descarga la señal visual parpadeará indicando la activación del sistema de extinción.

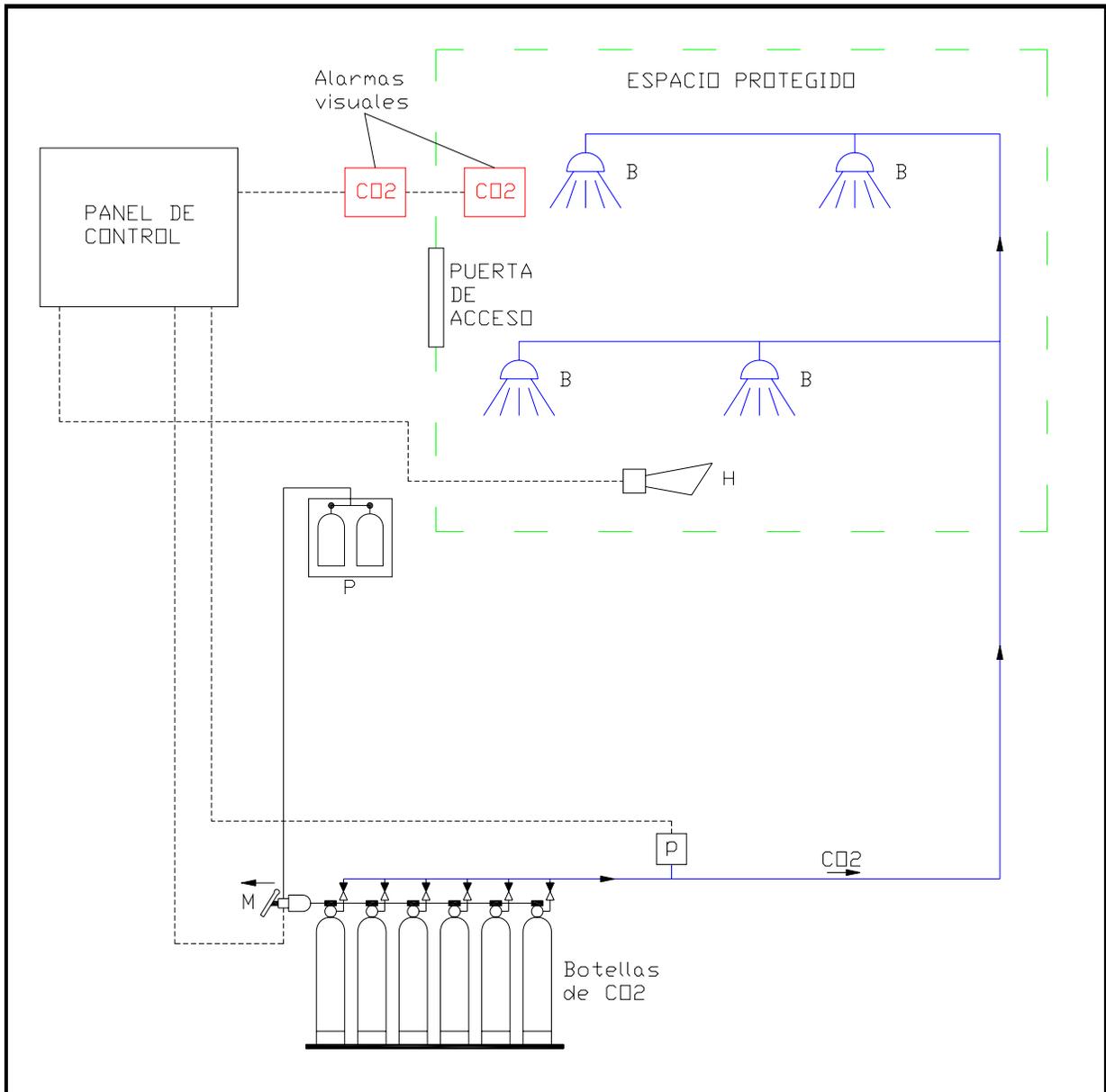


Figura Nº5.12. Sistema de extinción fijo de alta presión por CO₂.

5.4.8.6. Aplicaciones del sistema de extinción fijo por CO₂.

Los sistemas de extinción por CO₂ son de "inundación total" y necesitan desplazar suficiente cantidad de aire para reducir la concentración de oxígeno a un nivel que no sea posible la combustión.

5.4.8.6.1. Sistemas en espacios de maquinas.

Por lo antes dicho es indicado para, fuegos en espacios de máquinas, sala de compresores de carga y espacios similares donde generalmente hay fuegos Clase “B” (líquidos inflamables). En este tipo de fuegos, la fuente de ignición se puede esparcir rápidamente, tales fuegos normalmente involucran distintas fuentes de combustible (desde el sistema de combustible presurizado, líneas de lubricante, etc.). Respectivamente, el calor aumenta rápidamente. Es importante introducir la cantidad requerida de CO₂ rápidamente con el objetivo de minimizar el desarrollo del fuego. Esto previene el aumento del calor que puede causar fallas en la integridad estructural del espacio, haciendo imposible mantener la concentración de CO₂ y también prevenir el tiraje de calor creado por el fuego llevando fuera el dióxido de carbono.

5.4.8.6.2. Sistema en espacios de carga.

Los fuegos usualmente en la zona de carga involucran combustibles Clase “A” y generalmente comienzan con algún fuego incandescente y producción de grandes cantidades de humo. Cuando suficiente calor es desarrollado para alcanzar la temperatura de ignición rápidamente ocurre la combustión. Extinguir los fuegos Clase “A” es difícil debido a las propiedades de aislamiento térmico de los materiales. Normalmente, el compartimiento donde se produjo el fuego es mantenido cerrado hasta que el buque llega a puerto donde la carga es removida desde los espacios adyacentes no involucrados en el fuego. Los espacios de carga involucrados en el fuego deben ser abiertos con las boquillas listas y cargadas del sistema principal de incendios para ser usados en caso de cualquier eventualidad y la carga ser descargada.

5.4.8.7. Concentraciones admitidas a bordo.

Los distintos compartimentos a proteger, requerirán diferentes concentraciones:

- ✓ **Espacios de carga:** un volumen igual al 30 % del volumen bruto del mayor de los espacios de carga protegidos.
- ✓ **Espacios de máquinas:** un volumen de gas igual al mayor de los volúmenes siguientes:
 - ❖ El 40 % del volumen bruto del mayor espacio de máquinas así protegido, excluido el volumen del guardacalor que quede por encima del nivel en que el área horizontal del guardacalor sea igual o inferior al 40% del área

horizontal del espacio considerado (medida a la distancia media entre la parte superior del espacio y la parte más baja del guardacalor).

- ❖ El 35 % del volumen total del mayor espacio de máquinas protegido, comprendido el guardacalor.

5.4.8.8. Sistema de extinción de incendio por gas “HALON”.

Con este nombre se denomina genéricamente los distintos hidrocarburos halogenados empleados como agentes extintores y procede de la contracción inglesa “**HAL**ogenated hydrocarb**ON**”. Los distintos elementos halógenos: flúor, cloro, bromo y yodo, pueden formar parte de la composición del halón. Para facilitar su nombre, se identifican con un dígito formado por el número de átomos de carbono, flúor, cloro y bromo respectivamente. Cuando el cuarto dígito es cero no se suele colocar. Los más conocidos por su gran implantación son:

NUMERO	FORMULA QUIMICA
1211	CF ₂ CLBr (Bromoclorodifluorometano) o CBF
1301	CF ₃ Br (Bromotrifluorometano) o TBM
2402	CF ₂ Br-CF ₂ Br (Dibromotetrafluorometano)

Tabla N°9. Tipos de hidrocarburos halogenados.

Actúan frente al fuego en forma semejante a los polvos químicos, apagando por rotura de la reacción en cadena. Pueden usarse para fuegos Clase “A” y “B”. al no ser conductores de la electricidad, pueden emplearse en equipos eléctricos en funcionamiento ya que no dejan residuo después de su actuación. Se debe emplear en la fase incipiente del fuego ya que tienen dificultades para penetrar en sólidos con brasas, además de que a temperaturas a partir de 500°C se descomponen en productos tóxicos y peligrosos.

No deben emplearse para la extinción de incendios de materiales que contienen su propio oxígeno (ej: nitrato de celulosa, clorato sódico, nitrato sódico, polvoras), metales reactivos (ej: sodio, potasio, magnesio), sólidos con generación interior de fuego (ej: algodón, cáñamo) o determinados productos químicos muy reactivos o explosivos (ej: hidracina, fósforo, peróxidos).

Deben ventilarse los locales después de su uso, ya que son ligeramente tóxicos y más pesados que el aire.

Su eficacia es muy alta. A igualdad de eficacia extintora, el halón 1211 necesita la tercera parte de la masa de CO₂, además de que su recipiente es más ligero.

Como gran inconveniente, que los eliminará del mercado a corto plazo, está su efecto destructor sobre la capa de ozono. Las limitaciones de producción impuestas por el Protocolo de Montreal eliminan su utilización progresivamente.

El halón 1301 se utiliza como agente extintor en instalaciones fijas. Su menor toxicidad permite ser respirado hasta concentraciones del 7% del volumen, ideales para su uso en inundación de espacios cerrados. Además, no reduce la visibilidad en el local.

El halón 1211 se utiliza principalmente como agente extintor en extintores portátiles. La presencia de cloro le hace ligeramente tóxico, aunque su olor es perceptible por el olfato, avisando de su presencia incluso en pequeñas cantidades. Las concentraciones máximas no deben sobrepasar el 4% para evitar riesgos en las personas. Por otra parte, este átomo de cloro puede llegar a descomponerse a temperaturas elevadas (> 500°C) formando ácido clorhídrico, corrosivo para componentes eléctricos y electrónicos delicados. Por ello, su uso debe quedar restringido a equipos portátiles con capacidades reducidas o en instalaciones fijas de locales no transitados por personas.

En concordancia con SOLAS Cap. II-2, Regla 10, Párrafo 4.1.3, se prohibirán los sistemas de extinción de incendios en los que se utilicen los halones 1211, 1301, 2402 y perfluorocarbonos.

5.4.9. Sistemas fijos de extinción por polvo.

5.4.9.1. Características del polvo químico seco.

Los distintos tipos de polvos químicos utilizados como agentes extintores son el polvo convencional, el polvo polivalente, y los polvos específicos para metales.

Su mecanismo de actuación principal es por rotura de la reacción en cadena, es decir, impiden mediante catálisis negativa la oxidación de los productos combustibles que se encuentran en la llama. También actúan en cierta medida, por sofocación y efecto de

apantallamiento, especialmente importante cuando se usan extintores portátiles ya que permite una buena aproximación al fuego. Tiene un efecto débil como refrigerante sobre el fuego.

La eficacia y comportamiento de un polvo químico seco ante el fuego vendrá determinado por su capacidad extintora, por su comportamiento adecuado en el sistema de proyección, por una buena conservación y por la elección adecuada de su composición. Por ello tendremos en cuenta las siguientes características:

- ✓ Estabilidad ante el fuego, manteniendo una capa uniforme incluso a temperaturas muy elevadas.
- ✓ No toxicidad de los mismos ni de los compuestos que se forman en la combinación con el calor. Cuando se usan en grandes cantidades, la atmósfera pulverulenta que se forma puede causar molestias respiratorias y visuales.
- ✓ No ser abrasivos, evitando efectos negativos sobre los objetos no afectados por el fuego.
- ✓ Compatibilidad con las espumas para un uso combinado de ambos agentes extintores.
- ✓ No ser conductor de la electricidad. Debe ser dieléctrico hasta tensiones bastante elevadas.
- ✓ Tamaño del grano adecuado para garantizar la fluidez necesaria en su aplicación, conocer la superficie específica por kilogramo de polvo utilizado y determinar su poder dieléctrico. Como ejemplo, la superficie específica para un polvo con un tamaño de grano de 10 micras es de $225 \text{ m}^2/\text{kg}$, mientras que para el mismo polvo con un grano de 7 micras es de $550 \text{ m}^2/\text{kg}$. El tamaño de las partículas de polvo oscila entre 10 y 70 micras de diámetro (entre 0.01 y 0.07 milímetros).
- ✓ Higroscopicidad mínima. Para garantizar una buena disponibilidad de los polvos es necesario añadir aditivos que le permitan absorber poca humedad y evitar así en lo posible, el apelmazamiento que puede inutilizar un equipo por obstrucción de las boquillas difusoras.

- ✓ **Fluidez.** La fragmentación adecuada y una buena conservación facilitan en gran medida la fluidez necesaria en cada tipo de polvo y equipo. Esta característica es especialmente importante cuando se trata de instalaciones fijas con boquillas pulverizadoras.

5.4.9.2. Polvo convencional.

Se conoce también por polvo químico seco o polvo BC. Es una mezcla de sales metálicas finamente pulverizadas. Los componentes más utilizados son principalmente el bicarbonato sódico y el bicarbonato potásico, que le confieren su color blanco. Además se agregan varios aditivos para mejorar su comportamiento, normalmente estearatos metálicos y siliconas. El bicarbonato potásico es más eficaz que el bicarbonato sódico.

El mecanismo de extinción es principalmente la rotura de la reacción en cadena, actuando por lo tanto en la base de la llama, por saturación de los radicales libres, y apagándola eficazmente. En su eficacia extintora debe tenerse en cuenta su poder de sofocación, enfriamiento y aislamiento de la llama del combustible.

Es muy adecuado en los fuegos Clase B, C.

5.4.9.3. Polvo polivalente.

También conocido como polvo ABC o polvo antibrasa. Su componente principal es el fosfato monoamónico que le confiere su color ocre claro. Este compuesto actúa al descomponerse con el calor, formando una capa que recubre las brasas y las aísla del oxígeno. De esta forma se evita la reignición de los fuegos de Clase A., por ello, este polvo polivalente es muy adecuado para los fuegos de Clase A, B, C y en cualquiera de ellos con presencia de electricidad.

5.4.9.4. Componentes de la instalación fija de extinción por polvo químico.

Las instalaciones fijas de extinción por polvo químico están diseñadas para ofrecer distintos grados de protección: inundación total, aplicación local, combinación de inundación total y aplicación local, suministro a mangueras manuales y a monitores fijos.

Estas instalaciones tienen su mayor aplicación en los buques que transportan gases licuados a granel (Resolución MSC.5(48) de la OMI) para la extinción de incendios en la parte de cubierta correspondiente a la zona de carga y de manipulación de la misma.

La instalación, como se muestra en la figura N°5.13, consta de uno o varios depósitos de polvo resistentes a la presión, donde el agente extintor se encuentra sin presión, y puede ser inspeccionado o rellenado mediante el orificio de relleno (OR). También va provisto de una válvula de seguridad (VS).

Como gas impulsor se emplea el nitrógeno, que se encuentra estibado en botellas cerca de los depósitos de polvo, y con esta única aplicación. Mediante un regulador de presión (R) se mantiene constante el suministro de gas para asegurar una impulsión de la totalidad del polvo. Una vez alcanzada la presión de impulsión en el interior del tanque, se abre la válvula principal (VP) comunicada con el colector principal.

La red de distribución parte del depósito a los distintos puntos de suministro: mangueras (M) o monitores fijos (cañones) (C), preferiblemente de forma independiente para cada uno de ellos, garantizando así un funcionamiento correcto de forma simultánea o consecutivamente sin merma de sus capacidades de régimen.

El dispositivo de accionamiento puede ser manual o automático, a través de dispositivos de actuación neumática. La presión para actuar sobre el pistón neumático (PN) es suministrada por las botellas piloto de nitrógeno (P). Al abrir las botellas piloto se abre la válvula de distribución (VD) de dicha línea y se acciona el pistón neumático que abre las botellas del gas impulsor de forma conjunta, a la vez que se da una señal eléctrica de alarma (A).

Mediante dos manómetros se podrá comprobar la presión del gas impulsor y la existente en el tanque. También dispondrá de un dispositivo de parada que accione la válvula principal. Igualmente se podrá cerrar el suministro de gas impulsor al tanque mediante una válvula de accionamiento manual.

5.4.9.5. Características de la instalación a bordo.

El suministro de polvo será el necesario para proteger el mayor riesgo que pueda darse a bordo del buque y se dispondrá de una reserva igual. La cantidad de polvo de cada

recipiente debe ser el suficiente para garantizar la descarga en un tiempo inferior a 45 segundos por todos los cañones y mangueras conectados a cada recipiente.

Las mangueras deberán ser de paredes suficientemente rígidas para evitar dobleces, no podrán tener una longitud mayor de 33 metros y estarán dotadas de una lanza con dispositivo de cierre. El régimen de descarga mínimo no será inferior a 3,5 kg/seg. y el máximo debe garantizar que pueda ser manejado por un solo hombre. La distancia máxima de cobertura efectiva de una manguera es la propia longitud de la manguera.

Los cañones fijos tendrán una capacidad mínima de suministro de polvo de 10 kg/seg. Y la distancia máxima de cobertura dependerá de su capacidad:

Capacidad del cañon (kg/seg)	Distancia Máxima (m)
10	10
25	30
45	40

Tabla Nº10. Capacidad de los cañones de polvo químico.

En las instalaciones fijas de inundación total, aplicación local o recipientes abiertos, se emplean boquillas convenientemente distribuidas para que la aplicación del polvo alcance una concentración adecuada en todo el espacio protegido. Como norma general, esta concentración deberá conseguirse en menos de 30 segundos. Deberán tenerse en cuenta los orificios del espacio protegido, incrementándose la cantidad de polvo necesaria para conseguir la concentración adecuada.

Instalación	Capacidad mínima
Inundación total	0,6 kg/m ³
Aplicación total	1,2 kg/m ³
Recipientes abiertos	5 kg/m ²

Tabla Nº11. Requerimientos de la instalación de polvo químico.

En las instalaciones fijas para la protección de la cubierta en la zona de carga de buques que transportan productos inflamables, el sistema estará dispuesto de forma que pueda lanzar el polvo por dos o más mangueras o por cañones, de forma que pueda ser lanzado a cualquier punto por encima de la cubierta protegida.

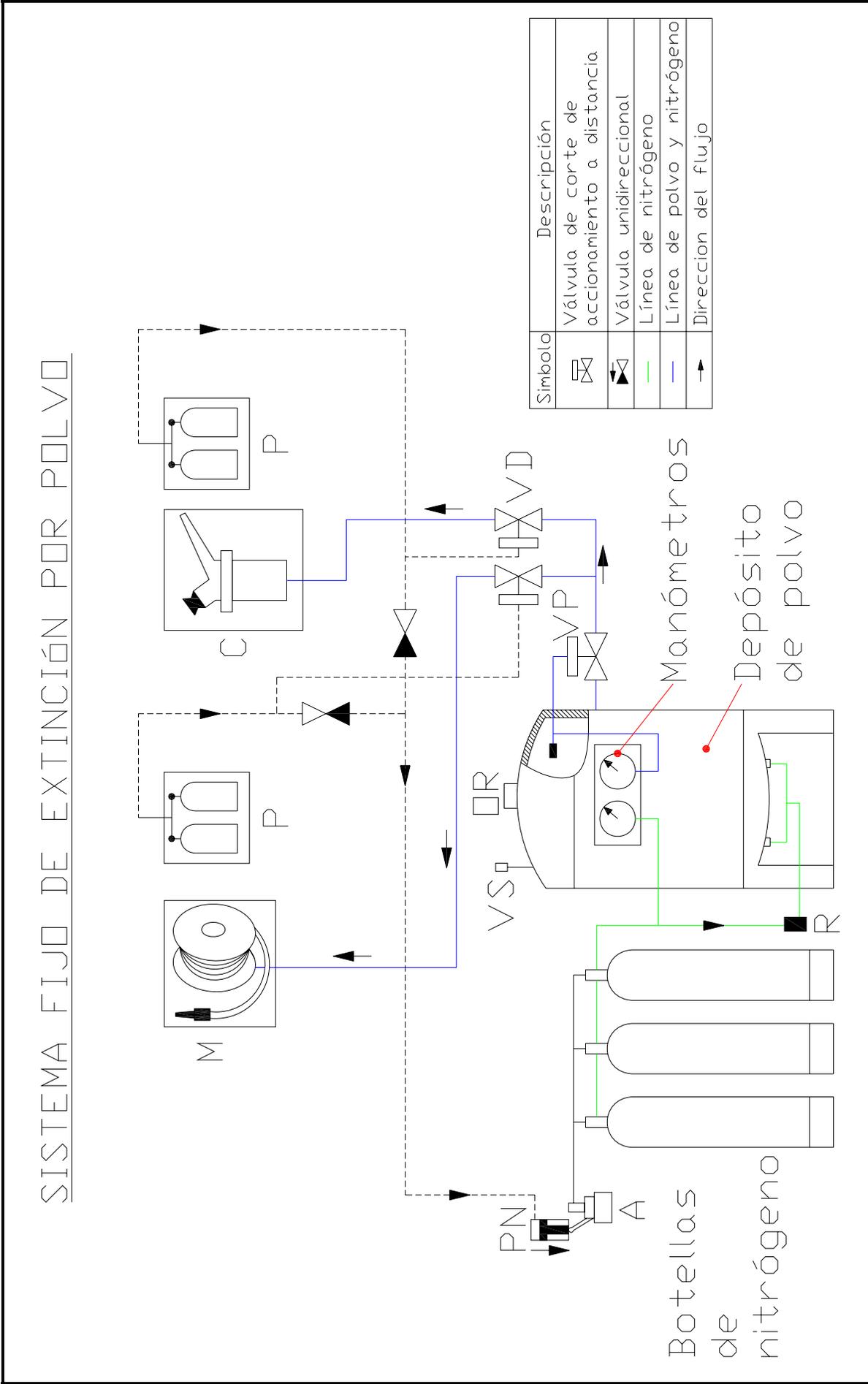


Figura Nº5.13. Sistema fijo de extinción por polvo.

5.4.9.6. Sistema fijo de polvo químico seco para gaseros.

Los polvos químicos secos como el bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio y el bicarbonato de potasio de urea, pueden ser efectivamente rápidos en extinguir fuegos de GNL o GLP. Los Códigos OMI requieren que los gaseros estén adoptados con sistemas fijos de polvo químico seco capaces de descargar el producto adecuado a cualquier parte de la zona de carga por medio de monitores fijos y/o mangueras de mano. Las zonas del manifold de carga están también generalmente provistas de sistemas portátiles o fijos de polvo químico seco. Los polvos químicos secos son efectivos para tratar los derrames de carga encendidos sobre cubierta, bandejas de goteo del múltiple (manifold de carga/descarga) o en extinguir las llamas en forma de antorcha de una brida de tubería o fractura, y se han usado exitosamente para extinguir fuegos en las salidas de las válvulas de alivio de la cabeza del mástil de venteo. Los polvos químicos secos atacan la llama por absorción de radicales libres en el proceso de combustión, pero tienen un efecto enfriador insignificante. Por lo tanto, debe cuidarse la reignición proveniente de superficies calientes adyacentes, enfriando cualquier zona caliente obviamente con agua antes de extinguir la llama con polvo químico seco.

Un sistema fijo de polvo químico seco es instalado para proteger la cubierta principal y las áreas del manifold de carga, con dos monitores fijos para cada manifold y boquillas de mano para las otras áreas. La actuación a distancia del sistema es normalmente provista desde la cubierta de carga, la sala de control de carga y la estación de control de fuego.

Los requerimientos ABS para tales sistemas son encontrados en SVR 5-8-11/4.

5.4.10. Sistema de extinción fijo de incendios que usan agua.

5.4.10.1. General.

En el sistema fijo de extinción del fuego por agua está normalmente incluido el agua spray, aspersores (rociadores) de agua, y el sistema de niebla de agua. Estos sistemas utilizan sistemas de tuberías fijas con boquillas bien distribuidas y localizadas en lo alto del espacio protegido, y son alimentadas por una bomba exclusiva. Sin embargo, los particulares peligros de fuego y seguridad concierne varían dependiendo del espacio que estará protegido. Por ejemplo, en un espacio de máquinas, uno anticipa un presunto combustible Clase B involucrado, mientras que en un espacio de

acomodaciones, uno presume que está involucrado un combustible Clase A. Son muchas locaciones en los espacios de acomodaciones y espacios de servicio que no continuamente son supervisados (cabinas, closet, etc.), y un pequeño fuego podría fácilmente pasar inadvertido por el personal a bordo. Aquí son seguros mecanismos de extinción que trabajan con un sistema de niebla de agua. Respectivamente, el diseño del sistema, mana de los requerimientos y esto varía dependiendo del espacio que será protegido y el tipo de sistema a ser instalado.

5.4.10.2. Sistema de agua spray.

Los sistemas de agua spray son manualmente operados. El sistema es “abierto” e inunda el espacio protegido, son típicamente usados para proteger espacios abiertos de carga rodada, espacios de “Categoría Especial” y sala de compresores de carga. El sistema de agua spray es también permitido para uso en la protección de espacios de máquinas, pero tales arreglos son muy pocas veces propuestos debido al peligro involucrado y la disponibilidad de alternativas apropiadas. Análogamente a otros tipos de sistemas de extinción fijos de agua, al sistema de agua spray consiste de bombas, sistema de tuberías fija y una serie de boquillas distribuidas. Sin embargo, una característica distinta del sistema de agua spray es que éste utiliza un tipo de boquillas “abiertas”. Cuando este tipo de sistema es activado el agua será descargada simultáneamente a través de todo el ramal de boquillas, que puede resultar en una alta demanda de agua.

5.4.10.3. Sistema de agua spray para la cubierta de carga de buques gaseros.

Los sistemas de inundación fijos de agua spray son requeridos para proteger superficies tales como la estructura del buque, tanques de carga y tuberías, que pueden estar expuestos al fuego de gas licuado. Tales sistemas son diseñados para proporcionar una capa de agua sobre las superficies expuestas, y de esta manera, el calor de radiación desde el fuego es absorbido por el agua. Proporcionar una capa de agua de algún espesor puede ser factible mediante este sistema y, la temperatura de la superficie usualmente no excederá los 100 °C (212 °F).

En concordancia con SVR 5-8-11/3.1, los buques que transportan productos inflamables o tóxicos, deben tener un sistema de agua spray para enfriar, prevención del fuego y protección del personal. Los siguientes son los equipamientos que puede cubrir como se muestra en las figuras N° 5.14 y 5.15:

- ✓ Los domos de los tanques de carga y otras partes expuestas de éstos
- ✓ Contenedores para almacenamiento de productos inflamables o tóxicos sobre la cubierta expuesta.
- ✓ Manifold de carga.
- ✓ Sala de compresores y bombas de carga.
- ✓ Zona de botes salvavidas.
- ✓ Acceso a la zona de botes salvavidas.
- ✓ La parte externa del caserío frente a la cubierta de carga

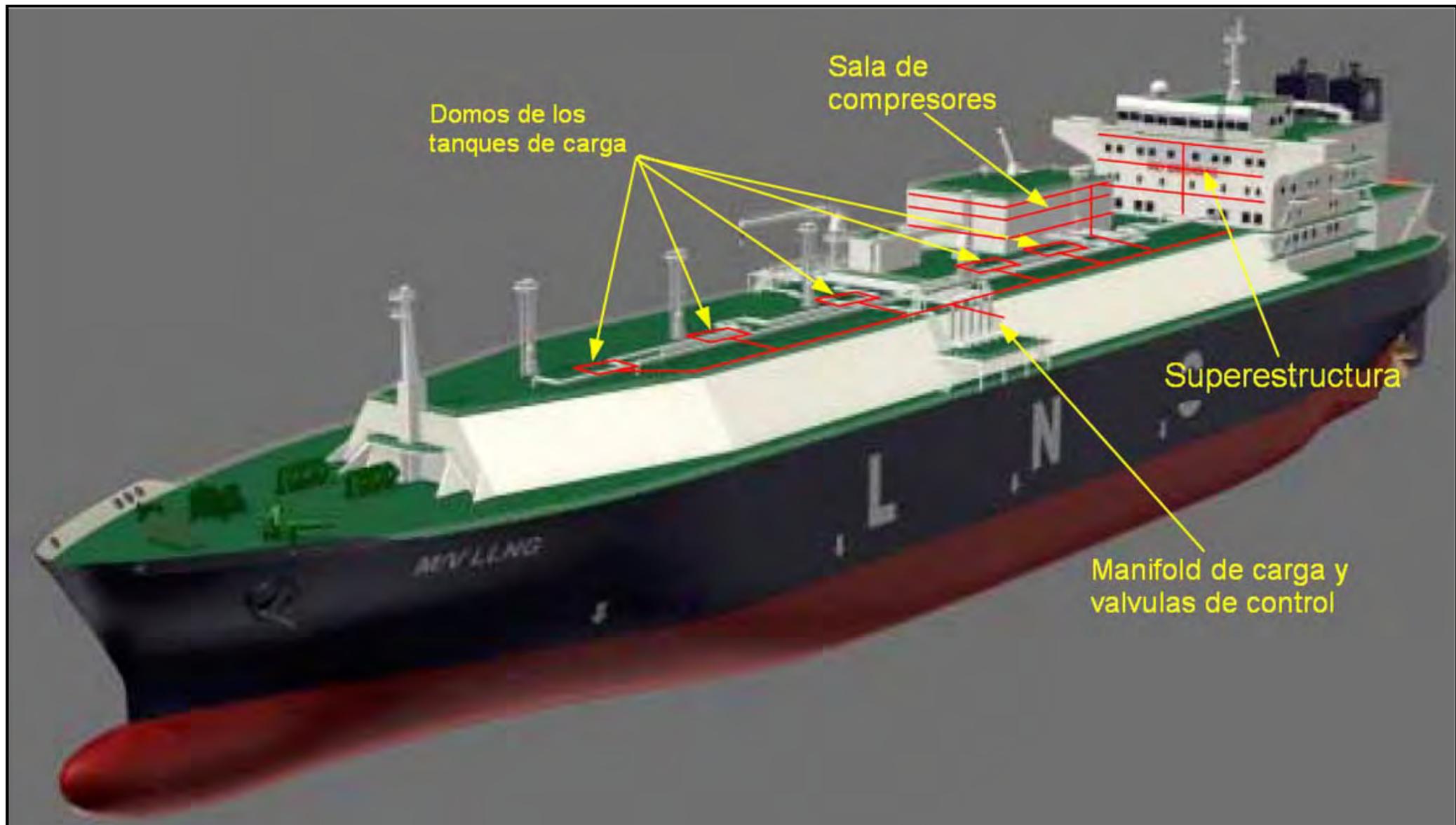


Figura N°5.14. Partes protegidas por el sistema fijo de agua spray en un buque GNL.

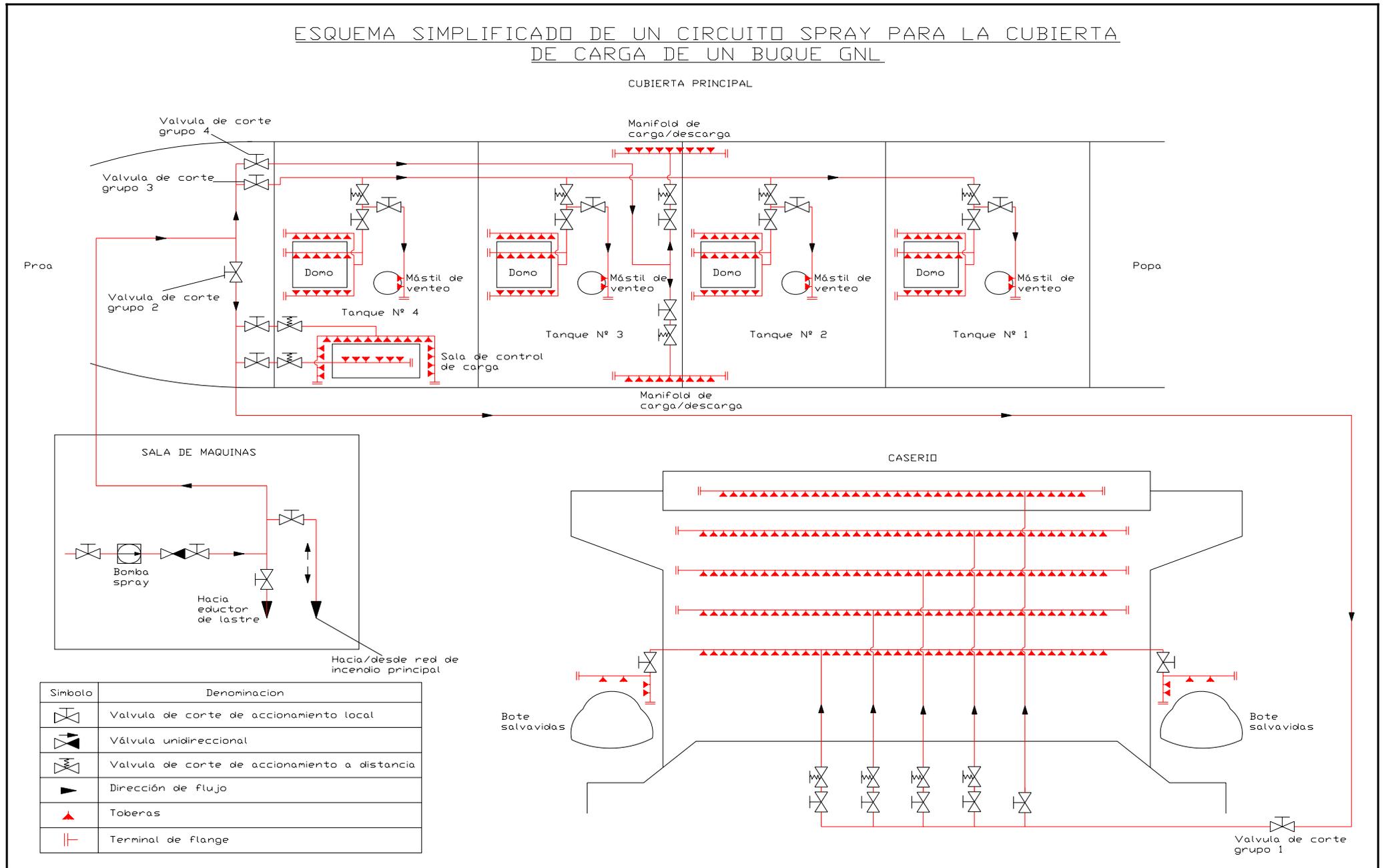


Figura Nº5.15. Circuito Spray para la cubierta de carga de un buque GNL tipo membrana.

5.4.10.4. Sistema de rociadores de agua.

El sistema de rociadores de agua también utiliza un sistema de distribución que consiste en tuberías fijas de suministro y boquillas ubicadas en lo alto del espacio protegido. Sin embargo, a diferencia del sistema de agua spray, el sistema de rociadores de agua es diseñado para una activación automática. Desde entonces estos sistemas son accionados automáticamente, el sistema de distribución debe estar presurizado todo el tiempo. Para adecuar el disparo automático, las boquillas rociadoras usadas son del tipo “cerradas” e instaladas con un sensor de calor individual conectado a bulbos que permiten que la boquilla se abra cuando la temperatura del aire en la proximidad de una boquilla en particular exceda una cierta temperatura de activación. Entonces cada boquilla individual posee un mecanismo de activación, solo aquellas boquillas cercanas al fuego recibirán temperatura suficiente para la activación y ser abiertas. Normalmente las boquillas se localizan directamente encima o próximo al origen del fuego, las boquillas alrededor del perímetro exterior de la base del fuego también serán abiertas. Aquellas boquillas localizadas directamente sobre o próximas al origen del fuego servirán para controlar el fuego por enfriamiento de las llamas y el origen del combustible, mientras las boquillas alrededor del perímetro del fuego sirven para pre-enfriar algún material combustible circundante. Estos sistemas son normalmente usados para proteger espacios de acomodaciones y espacios de servicio.

Al realizar conjuntamente la detección y la extinción del fuego se obtiene una efectividad muy elevada de estos sistemas.

Además, este sistema de rociadores permite el acceso al espacio incendiado ya que se produce un efecto refrigerante que limpia la atmósfera de humos y facilitar la visibilidad.

5.4.10.5. Componentes de la instalación de rociadores de agua.

Los sistemas fijos de rociadores de agua constan de los siguientes componentes:

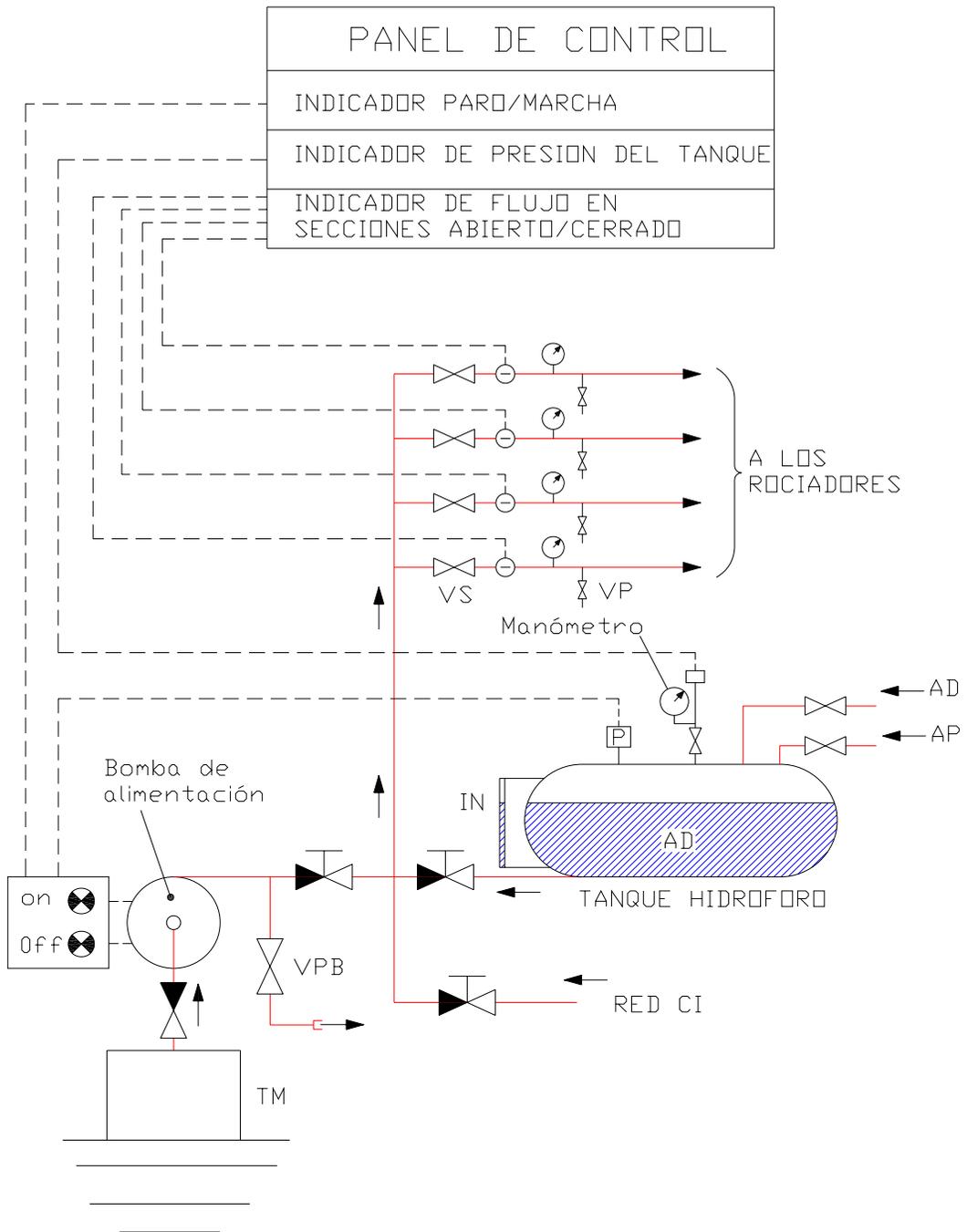
- ✓ **Tanque hidróforo:** En su interior está el agua que se emplea en el sistema y el aire a presión para impulsar el agua cuando se activa el sistema. Se emplea agua dulce para evitar la corrosión que produciría el agua salada.

- ✓ **Rociadores:** Son dispositivos conectados a la línea de agua que al actuar produce la lluvia extintora de agua.
- ✓ **Bomba de alimentación:** Alimentará a los rociadores con agua salada cuando baje la presión del tanque hidróforo.
- ✓ **Tuberías de alimentación:** Son las conducciones necesarias para suministrar el agua desde el tanque a los rociadores. En función del tipo de instalación se podrán dividir en línea principal, colectores y secciones, donde van colocados los rociadores.
- ✓ **Válvula de control antirretorno:** Permite el paso del agua al sistema de rociadores, situada generalmente junto al tanque hidróforo y evita la entrada de agua salada una vez que se pone en funcionamiento la bomba de alimentación del sistema.
- ✓ **Dispositivos de alarma:** este dispositivo genera una señal de alarma cuando se activa el sistema. Puede ser cuando:
 - ❖ Válvula de alarma: cuando se detecta un flujo de agua en el sistema genera una señal de alarma.
 - ❖ Presostato: cuando detecta una pérdida de presión en el tanque hidróforo genera una señal de alarma.

5.4.10.6. Sistema de rociadores de tubería llena o mojada.

En este tipo de instalación los rociadores se encuentran conectados a tuberías que se encuentran constantemente llenas de agua a presión. De esta forma, cuando se abre un rociador la descarga de agua es inmediata. Este tipo de instalación es el que se utiliza a bordo de los buques según se especifica en el Convenio SOLAS (Cap. II-2) de forma general.

En la figura N°5.16 se muestra un circuito fijo de rociadores de agua para un buque cualquiera.



Símbolo	Descripción
TM	Toma de mar
VPB	Válvula de prueba de la bomba
RED CI	Red de incendio principal
IN	Indicador de nivel
AD	Agua dulce
AP	Aire a presión
P	Presostato
→	Dirección del flujo
VP	Válvula de prueba
VS	Válvula de cierre de sección
⊘	Válvula de corte unidireccional
⊘	Válvula de cierre
⊘	Válvula unidireccional

Figura N°5.16. Sistema fijo de rociadores de agua.

5.4.11. Sistema de extinción fijo por espuma.

5.4.11.1. Las espumas como agentes extintores.

En el término genérico de espuma se incluyen la espuma química y la espuma física.

La espuma química se obtiene por reacción de dos soluciones, una ácida y otra alcalina, produciéndose anhídrido carbónico en el interior de las burbujas. Debido a sus contraindicaciones han caído en desuso, siendo prácticamente inexistentes hoy en día, por ello, no entraremos en su estudio.

La espuma física es la que se utilizan genéricamente como agente extintor. Es un compuesto de aire, agua y un agente espumógeno. El aire se encuentra en el interior de unas pequeñas burbujas cuya pared está formada principalmente por agua (94-99 %) y por un agente espumógeno (1-6 %), que consiste en una o varias sustancias que mejoran el comportamiento del agua como agente extintor.

Su mecanismo de extinción es principalmente por sofocación, mediante el aislamiento de los vapores combustibles con el aire. No obstante, el contenido de agua en su composición le confiere un efecto refrigerante. También son adecuadas para prevención de riesgos derivados del calor irradiado por un fuego o para detener o reducir la concentración de gases tóxicos o vapores inflamables. Según el tipo de espumógeno y su concentración, se utiliza para apagar fuegos de Clase A y B.

No son adecuados para fuegos Clase C ni en fuegos con presencia de electricidad, ya que la presencia de agua le convierte en conductor eléctrico.

La mezcla de agente espumógeno y agua se denomina espumante. La proporción adecuada de ambos elementos se consigue mediante un proporcionador, que regula el porcentaje de espumógeno según el caudal de agua circulante. Es indistinta la utilización de agua dulce, salobre o salada, ya que no afecta a la formación del espumante.

Una vez que tenemos formado el espumante, sólo resta adicionar el aire para formar la espuma. Esta mezcla se realiza mediante un generador de espuma que se coloca en el extremo de la línea para su utilización inmediata.

- ✓ Agente espumógeno + agua = espumante.
- ✓ Espumante + aire = espuma.

Las proporciones de agente espumógeno/agua y espumante/aire para la formación de espuma física vienen determinadas por el fabricante.

Cuando la concentración de aire es muy pequeña, se obtiene una espuma húmeda y pesada, en cambio, con una concentración mayor de aire se obtiene una espuma más ligera y más seca. En cualquier caso, el volumen final de la espuma generada es mayor que el volumen inicial de espumante que lo origina. A esta relación se le denomina coeficiente de expansión, y permite clasificar las espumas en baja, media y alta expansión.

ESPUMA	NORMATIVA	
	UNION EUROPEA (UNE)	U.S.A. (NFPA)
Baja expansión	Entre 2 y 20	Hasta 20
Media expansión	Entre 20 y 200	Entre 20 y 200
Alta expansión	Mayor de 200	Entre 200 y 1000

Tabla N°12. Clasificación de las espumas según su coeficiente de expansión.

Atendiendo a la composición de la espuma, se hace necesario establecer la siguiente clasificación del agente espumógeno:

- ✓ Base proteínica:
 - ❖ Proteínica.
 - ❖ Fluoroproteínica.
- ✓ Base sintética.

5.4.11.2. Características de las espumas.

Las características de las espumas determinan la calidad y la efectividad para las distintas aplicaciones en cada caso. Las más importantes son:

- ✓ **Drenaje.** Es el tiempo que transcurre antes de que se libere el 50% del agua contenida en la espuma. Los valores idóneos aproximados son de 15 minutos

para las espumas proteínicas y superior a los 15 minutos para las espumas sintéticas.

- ✓ **Resistencia al calor.** Esta resistencia dependerá de la misión de la espuma. En una espuma utilizada para la extinción, la resistencia al calor debe ser alta en el momento de la expansión de la espuma. Mientras que en una espuma utilizada con fines preventivos, la resistencia al calor debe permanecer un largo tiempo después de la expansión.
- ✓ **Fluidez.** Una espuma con gran fluidez permitirá que la capa protectora cubra rápidamente toda el área del fuego.
- ✓ **Adherencia.** Esta característica es especialmente importante en la extinción de incendios en recipientes confinados, ya que una espuma con gran adherencia facilitará su agarre a las superficies verticales.
- ✓ **Coefficiente de expansión.** Es la relación entre el volumen de espuma y el volumen de espumante empleado. Es decir, si con un litro de espumante se producen 10 litros de espuma, el coeficiente o relación de expansión de la espuma es de 1:10, o simplemente 10. Según su coeficiente de expansión las espumas se clasifican en:

➤ **Espuma de baja expansión.**

Se utiliza en las líneas de mangueras, adicionándose el aire al espumante en la lanza de incendios. Como la burbuja obtenida es muy pequeña, se puede proyectar a gran distancia obteniéndose una masa homogénea en el extremo del chorro. Su gran cohesión ofrece una fuerte resistencia a la dispersión por el fuego y cubre la superficie aplicada con muy buen resultado, especialmente en la superficie de líquidos combustibles e inflamables. La espuma alcanza aproximadamente una altura de 15 a 20 cm, con presiones normales en la línea de agua de alrededor de los 7,5 kg/cm².

Los tipos de espuma que forman este grupo tienen base proteínica (proteínicas, proteínicas antialcohol, fluoroproteínicas, fluoroproteínicas antialcohol).

➤ **Espuma de media expansión.**

Se utiliza también en las líneas de mangueras, adicionándose el aire al espumante mediante un generador de espuma que posee a su salida una tela metálica de malla fina. Son especialmente eficaces en la extinción de incendios de líquidos combustibles con derrames. La altura que alcanza la espuma es de 50 a 60 cm, con presiones de agua en línea que oscilan entre 2,5 y 3,5 kg/cm².

Los principales tipos de espuma que pertenecen a este grupo son las que tienen base sintética (AFFF, AFFF antialcohol, AFFF fluoroproteínicas, AFFF fluoroproteínicas antialcohol).

➤ **Espuma de alta expansión.**

Se produce mediante un generador de espuma de alta expansión, que consiste en un ventilador que proporciona el aire necesario. Mediante unas toberas se distribuye el espumante mediante pulverizado contra la tela metálica de la salida, que se expande al contacto con el aire impulsado por el ventilador. La burbuja de aire producida es la de mayor diámetro, es decir la de mayor coeficiente de expansión. Se utiliza para la inundación por grandes cantidades de espuma de espacios cerrados con fuegos de Clase A o B.

La altura que se obtiene con esta espuma de alta expansión no tiene límite, es decir, será la del local que se inunda. Las espumas que pertenecen a este grupo son de base sintética.

5.4.11.3. Espumas de base proteínica.

a) Espuma proteínica convencional.

Es de composición puramente proteínica, es decir, está formada por proteínas hidrolizadas de origen animal o vegetal de quien deriva su color oscuro y su mal olor. Esta ha sido la composición clásica de ésta espuma extintora.

Aunque la adición de estabilizadores y otros aditivos que evitan su envejecimiento, su composición orgánica limita la vida útil de estas espumas, por lo tanto, debe ser tenida en cuenta la vida útil o caducidad de las espumas proteínicas.

Debido a su densidad y composición, se utilizan exclusivamente en baja expansión. Fluyen lentamente y tienen un drenaje lento. Se mantienen estables a altas temperaturas y ofrecen una buena resistencia a la reignición.

Para su utilización contra combustibles líquidos solubles en agua (polares) se utiliza la espuma proteínica antialcohol.

Las concentraciones del agente espumógeno y agua oscilan entre el 3 y el 6 %. (ej: 3 % => 97 % agua y 3% espumógeno).

b) Espuma de base fluoroproteínica.

Para mejorar las propiedades de la espuma puramente proteínica, se le adicionan elementos fluorados que aumentan su eficacia. Así, la espuma obtenida tiene mayor fluidez y estabilidad. Esta espuma flúoroproteínica ha sustituido en gran medida a la puramente proteínica por su mayor rapidez de actuación.

En caso de líquidos inflamables polares (solubles en agua), se utiliza la espuma fluoroproteínica antialcohol.

Las concentraciones de agente espumógeno oscilan normalmente entre 3 y el 6 %.

5.4.11.4. Espumas de base sintética.

a) Espuma sintética convencional.

Estas espumas están formadas por una base detergente y productos fluorados, manteniendo estable su composición durante prolongados espacios de tiempo. Debido a la presencia de productos químicos tensoactivados, forma rápidamente una película acuosa en la parte inferior de la espuma.

El tipo de espuma sintética más extendido es la "AFFF" (Aqueous Film Forming Foam), ésta crea una película de solución acuosa que sobre los líquidos inflamables es capaz de suprimir la emanación de vapores y evitar así su ignición.

La espuma AFFF es de 3 a 5 veces más eficaz que las espumas de base proteínica, con la ventaja adicional, de poderse utilizar conjuntamente con el polvo químico seco.

Para el caso de líquidos polares (solubles en agua) inflamables se utiliza la espuma AFFF antialcohol, que forma una capa polimérica cohesiva que protege la película acuosa, sellando la superficie del líquido inflamable y apagando el fuego.

b) Espuma sintética fluoroproteínica.

Como última combinación aparece la espuma sintética fluoroproteínica o AFFF fluoroproteínica. En ella se pretende agrupar las ventajas y cualidades de cada una de ellas en un solo compuesto. Con esta espuma se obtiene un drenaje más lento, una buena estabilidad frente al calor y la formación de película acuosa.

Igual que en todos los casos anteriores, en caso de líquidos inflamables polares (solubles en agua) se utiliza la versión antialcohol.

5.4.11.5. El uso de las espumas como agentes de extinción en buques gaseros.

La espuma aplicada adecuadamente a la superficie de un charco de gas licuado ardiendo confinados dentro de un área limitada, suprimirá en gran parte la radiación de la llama hacia el gas licuado que está debajo, reduciendo de esta manera el grado de vaporización del combustible líquido y consecuentemente la altura y radiación del fuego del charco. Se requiere de aplicación continua de espuma para desarrollar y mantener una profundidad de por lo menos 1 a 2 m de espuma. Se ha encontrado que la espuma de alta expansión es la más rápida y efectiva para este propósito.

Las espumas aplicadas a charcos de GNL no encendidos puede ayudar a reducir las distancias de dispersión horizontal ya que el calor dentro de la espuma aumenta la flotabilidad del vapor. La espuma, al descomponerse dentro del líquido que está debajo, puede aumentar el rango de vaporización. Sin embargo, la espuma no extinguirá un fuego de gas licuado, y aún cuando es efectiva para los anteriores propósitos, requiere ser aplicada en bastante profundidad. Por lo tanto, para los gases licuados la espuma es sólo adecuada para su uso en áreas limitadas y no se proporcionan instalaciones fijas de extinción de espuma en los gaseros para combatir fuegos de gas licuado.

5.4.12. Los extintores portátiles.

Los extintores son aparatos autónomos que contienen un agente extintor, que puede ser proyectado y dirigido sobre un fuego por la acción de una presión interna.

Podemos diferenciar entre los extintores semi-portátiles o de "carro" y los extintores portátiles manuales. Estos extintores no portátiles con un peso superior a los 25 kg y una carga inferior a 100 kg, van equipados con ruedas para su desplazamiento, con mangueras y con un difusor apropiado al tipo de agente extintor. Aunque sólo existe una diferencia de volumen y peso, centraremos este tema en los extintores portátiles manuales.

5.4.12.1. Composición de un extintor.

En el interior de un extintor podemos encontrar dos elementos:

- ✓ **Agente extintor:** elemento que apaga el fuego (anhídrido carbónico, agua, espuma, polvo, halón).
- ✓ **Gas propelente o impulsor:** es el gas que impulsa al agente extintor hacia el exterior. Suele usarse:
 - ❖ Anhídrido carbónico (CO₂), que se presuriza a sí mismo, al agua, a las espumas y a los polvos químicos secos.
 - ❖ Nitrógeno, que presuriza a los polvos químicos secos, a las espumas, a los halones y al agua.
 - ❖ Aire, sólo se emplea para presurizar el agua, con o sin aditivos.

5.4.12.2. Tipos de extintores.

Los extintores se clasifican en función del procedimiento de impulsión del agente extintor en: extintores permanentemente presurizados o de presión permanente y en extintores sin presión permanente o de presión adosada.

5.4.12.3. Extintores permanentemente presurizados o de presión incorporada.

En este tipo de extintores, el gas impulsor se encuentra siempre en contacto directo con el agente extintor. De esta forma, el extintor se encuentra con presión en todo

momento. En estos extintores, una vez quitado el seguro, si accionamos la palanca de disparo saldrá el agente extintor de inmediato.

En función de su presión de impulsión, dentro de este grupo se encuentran los siguientes tipos de extintores:

- ✓ Presión de impulsión proporcionada por el propio agente extintor; como los de anhídrido carbónico.
- ✓ Presiones de impulsión conseguida mediante la propia tensión de vapor del agente extintor que se encuentra en fase líquida y gaseosa, con ayuda de otro gas propelente, normalmente nitrógeno; como los de hidrocarburos halogenados.
- ✓ Presión de impulsión aportada por un gas propelente inerte, como el nitrógeno o el anhídrido carbónico, ya que el agente extintor es un líquido o sólido en polvo; como los de polvo químico seco o agua.

El aire sólo se podrá utilizar como gas propelente cuando el agente extintor sea agua, con o sin aditivos.

Excepto en los extintores de anhídrido carbónico, los extintores portátiles permanentemente presurizados llevan incorporado un manómetro que indica constantemente la presión interior y van dotados de un dispositivo que permite comprobar si la presión que marca el manómetro es correcta.

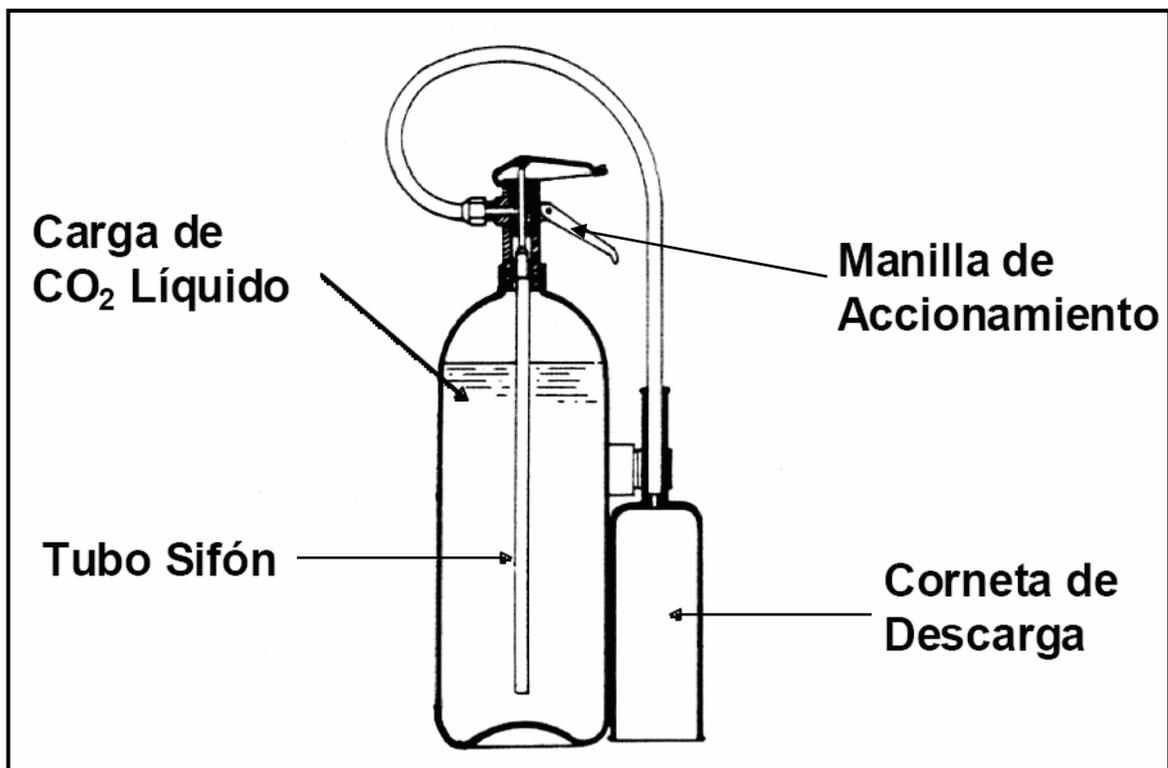


Figura N°5.17. Extintor portátil permanentemente presurizado de CO₂.

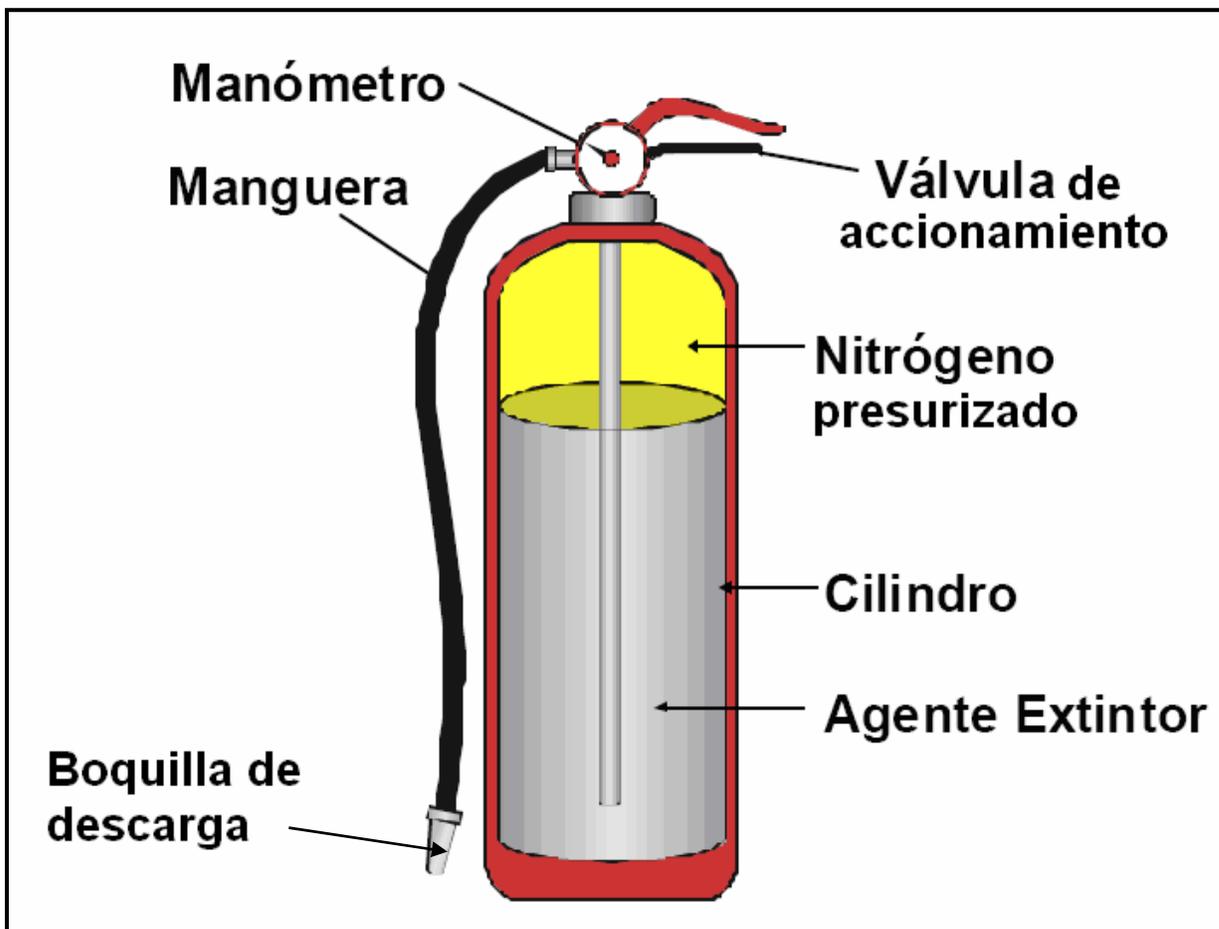


Figura N°5.18. Extintor portátil permanentemente presurizado de polvo químico seco.

5.4.12.4. Extintores sin presión permanente.

En este tipo de extintores, el gas impulsor no se encuentra en contacto directo con el agente extintor, de forma que el extintor no se encuentra presurizado.

Previamente a la utilización del extintor, será necesaria la presurización del mismo, es decir, proporcionar el gas impulsor necesario para que presurice el extintor. Después de esta operación, el extintor se comporta como un extintor de presión permanente, no obstante, nunca se presurizara a menos que se vaya a utilizar.

Según la forma en que se proporciona la presión de impulsión, se encuentran los siguientes extintores:

- ✓ Presión de impulsión aportada por un gas propelente inerte, como el nitrógeno o el anhídrido carbónico, contenido en una botella o cartucho, que aporta la presión de presurización en el momento de la utilización del extintor cuando el agente extintor es un líquido o sólido en polvo; como los de polvo químico o agua.

Se conocen genéricamente como extintores de presión adosada interna o externa, según la colocación del botellín de gas impulsor sea dentro o fuera del extintor.

- ✓ Presión de impulso conseguida por un gas producido por una reacción química que tiene lugar en el interior del recipiente en el momento de su utilización cuando el agente extintor es un líquido, como los que espuma química (no utilizados actualmente).



Figura N°5.19. Extintor portátil con gas propelente exterior.

5.4.12.5. Consideraciones generales del extintor portátil a bordo
(SOLAS, Cap. II-1 y II-2).

Las peculiaridades propias de la navegación y la importancia del extintor a bordo, merecen un tratamiento especial. Como resulta lógico, el tiempo de navegación de un buque que resulta imprevisible, así como los periodos que está en puerto. Por ello, los buques deben ser autosuficientes, en la medida de lo posible, permitiendo tener constantemente un nivel adecuado de seguridad. Se tendrán en cuenta las siguientes normas:

- ✓ Los buques deben llevar entre un 25 y un 50% de extintores totalmente útiles como reserva. Además, dispondrán de los medios necesarios para la recarga rápida de al menos otro 25%.
- ✓ Al ser posible, en un buque, todos los extintores de un mismo tipo serán de la misma marca y modelo, facilitándose las labores de mantenimiento y respetos.
- ✓ Preferentemente, los extintores de polvo químico sin presión permanente son más adecuados para los buques, facilitando a la tripulación las labores de inspección y recarga.
- ✓ En los ejercicios periódicos se utilizarán los extintores por orden de caducidad, manteniéndose de esta forma una rotación continua que asegura un buen estado operacional de todos los extintores existentes a bordo.
- ✓ La capacidad de los extintores portátiles de carga líquida no excederá de 13,5 litros ni será inferior a 9 litros. Los extintores de otro tipo serán por lo menos tan portátiles como los de carga líquida de 13,5 litros y tendrán una capacidad extintora equivalente por lo menos a la de los de 9 litros de carga líquida.
- ✓ Uno de los extintores portátiles destinados a ser utilizados en un espacio determinado estará situado cerca de la entrada a dicho espacio.
- ✓ En los espacios de alojamiento, de servicio y en los puestos de control, deberá colocarse extintores portátiles que ofrezcan una protección satisfactoria. En buques de arqueo bruto igual o superior a 1000 toneladas, el número de extintores portátiles no será inferior a cinco.

5.5. Protección personal.

5.5.1. Aparatos de respiración.

Como ya se ha indicado anteriormente, siempre es preferible tener una condición desgasificada en un tanque o espacio cerrado antes de que entre el personal. Cuando no sea posible, el acceso a un tanque sólo deberá permitirse en circunstancias excepcionales y cuando no exista otra alternativa práctica, en cuyo caso deberá usarse el aparato de respiración autónomo (y en caso necesario ropa protectora). Existen tres tipos de protección respiratoria:

- ✓ Respiradores de filtro.
- ✓ Respiradores de aire fresco.
- ✓ Aparatos de respiración de aire comprimido.

5.5.1.1. Respiradores de filtro.

Éstos consisten de una máscara con un filtro reemplazable que sirve para purificar el aire contaminado. Son fáciles de operar y mantener, se pueden usar rápidamente y se han usado extensivamente como protección personal para propósitos de escape de emergencia en barcos certificados para transportar cargas tóxicas. Sin embargo, sólo son adecuados para concentraciones de gas relativamente bajas. No existe una manera sencilla de evaluar la capacidad restante del filtro, los materiales del filtro son específicos para un número limitado de usos y, por supuesto, el respirador no proporciona protección en atmósferas de bajo contenido de oxígeno. Por esta razón, el código OMI exige para protección de escape de emergencia, aparatos de respiración independientes portátiles de poco peso.

5.5.1.2. Respiradores de aire fresco.

Éstos consisten de un casco o careta unidos por una manguera flexible (largo máximo 120 pies) a una atmósfera no contaminada desde donde se suministra aire por medio de un fuelle o soplador giratorio manual. El equipo es fácil de operar y mantener y su duración de operación está limitada únicamente por la fuerza de los operadores del fuelle o soplador. Sin embargo, el movimiento del usuario está limitado por el peso y longitud de la manguera por lo que debe tenerse mucho cuidado de asegurar que no se atasque o enrede la manguera. Aunque en general, este respirador ha sido sustituido

por el aparato de respiración independiente o por la línea de aire comprimido, todavía se encuentra en muchos barcos como un apoyo siempre disponible y necesario.



Figura N°5.20. Equipo de filtrado de aire con filtros reemplazables y protección facial de cara completa

5.5.1.3. Aparatos de respiración de aire comprimido.

En la versión independiente del Self Contained Breathing Apparatus (SCBA), el usuario lleva su aire de respiración en un cilindro de aire comprimido a una presión inicial de entre 135 y 200 bar. La presión se reduce en la salida del cilindro a unos 5 bar. y se alimenta a la careta según se necesite a través de una válvula de demanda proporcionando una ligera presión positiva dentro de la máscara. La duración de trabajo depende de la capacidad del cilindro de aire y la demanda respiratoria de la persona que está utilizando el equipo. Generalmente se proporcionan indicadores de alarma que avisan cuando está disminuyendo el suministro de aire.

Un equipo típico, que proporciona aproximadamente 30 minutos de operación con esfuerzo físico, puede pesar unos 143 kg y el bulto del cilindro sobre la espalda del usuario le impone cierta restricción para maniobrar en espacios cerrados. Aunque

cuando está bien ajustado el SCBA es sencillo y automático en su operación, su mantenimiento requiere de cuidado y habilidad. Para asegurar su capacidad de servicio cuando se necesita, deben chequearse mensualmente todos los equipos de respiración autónomos, usarse y operarse durante ejercicios adecuados, de preferencia usando cilindros de aire de ejercicio especial para mantener siempre cargados los cilindros de operación.



Figura N°5.21. Equipo de respiración autónomo con botella de aire comprimido sobre la espalda.

Aunque las modernas válvulas de demanda están diseñadas para mantener una ligera presión positiva dentro de la careta, no debe suponerse que esta característica impedirá fugas desde una atmósfera contaminada hacia una careta mal ajustada.

Aunque los materiales y contornos de la careta están diseñados para acomodarse a una variedad de formas y tamaños típicos de caras, es esencial que antes de entrar a un espacio peligroso, se verifique cuidadosamente que la máscara se ajusta la cara del usuario de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Pruebas prácticas han

demostrado que es virtualmente imposible garantizar un ajuste correcto en condiciones de operación en una cara con barba.

La mayoría de los aparatos de respiración de aire comprimido se puede usar en la versión de línea de aire (ALBA) "Air Line Breathing Apparatus" en la que el cilindro de aire comprimido y la válvula reductora de presión se colocan fuera de la atmósfera contaminada y se conectan a la careta y a la válvula de demanda mediante una manguera de aire remolcada. A costa de menor alcance y la necesidad de cuidado adicional en quien guía la manguera de aire remolcada, el usuario se ve liberado del peso y el bulto del cilindro de aire, y la duración de su operación se puede mejorar por el uso de cilindros de aire de mayor capacidad o el continuo cambio de cilindros de suministro.

Se pueden proporcionar aparatos de respiración de corta duración en los espacios de alojamiento para cada miembro de la tripulación o para llevarlos colgados en un paquete fácil de abrir en inspecciones de espacios cerrados no contaminados y desgasificados como un seguro contra el posible encuentro de una atmósfera viciada. Estos juegos consisten de un pequeño cilindro de aire comprimido y una protección de polietileno que se puede colocar rápidamente sobre la cabeza. Su duración está limitada a unos 15 minutos de esfuerzo comparativamente no pesado y los conjuntos se pueden usar puramente para propósitos de escape.

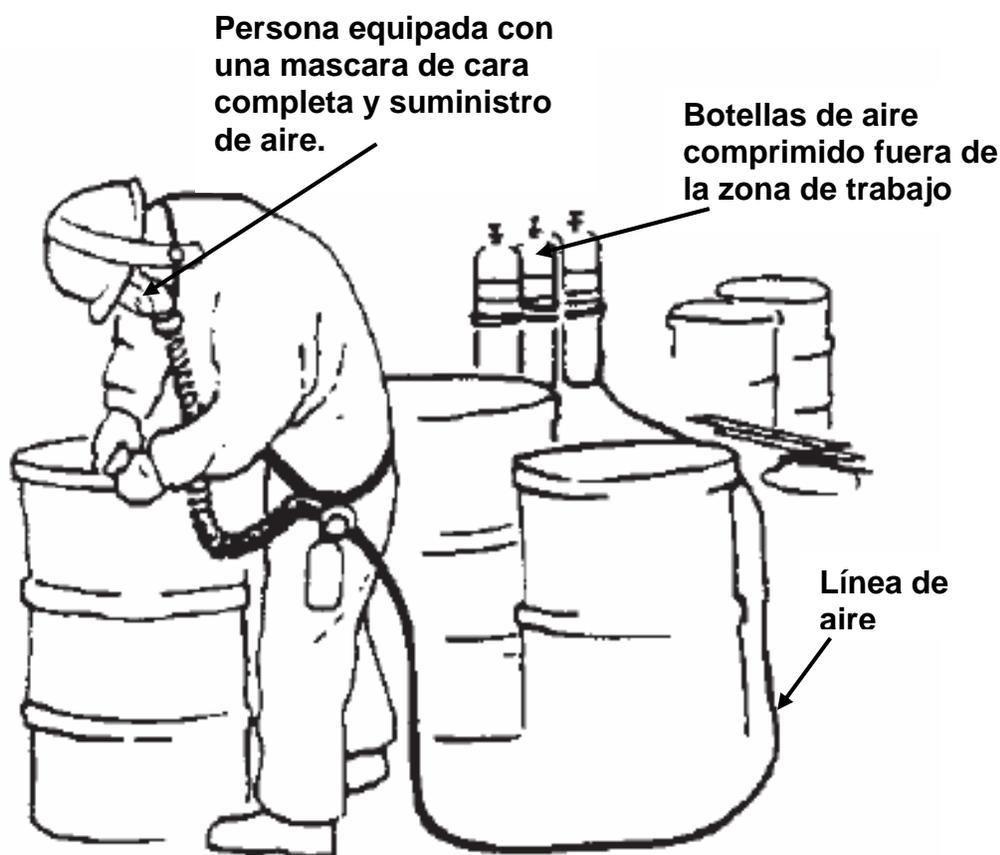


Figura N°5.22. Equipo de respiración autónoma con línea de aire.

5.5.2. Ropa protectora.

Además del aparato de respiración, debe usarse ropa protectora al entrar a una zona donde pueda haber una posibilidad de contacto con la carga (GNL o cualquier gas licuado o tóxico). Los tipos de ropa protectora varían desde aquellos que proporciona protección contra salpicaduras de líquido criogénico hasta un traje completo de presión positiva y hermético al gas, que consistirá normalmente de casco, guantes y botas. Esta ropa debe también ser resistente a las bajas temperaturas y a los solventes.

La ropa protectora completa es especialmente importante cuando se entra un espacio que haya contenido gas tóxico como el amoníaco, el cloro, óxido de etileno, óxido de propileno, o butadieno.

En la siguiente figura se muestra un traje de protección completo para máxima protección respiratoria, de la piel y ojos. Consta de un equipo de respiración autónomo con presión positiva, ropa de encapsulamiento, guantes internos y externos, casco interior.



Figura N°5.23. Traje de protección hermético completo

5.6. Accidentes y modo de proceder según su clase.

La seguridad marítima debe ser analizada bajo tres puntos de vista: la seguridad en la navegación, la seguridad ante una emergencia y la seguridad del personal a bordo.

La serenidad, disciplina y orden debe presidir todas las acciones de la dotación. Debe haber una constancia en todos los miembros de la tripulación en razón a que la precipitación no otorga mayor rapidez y lo que puede ocasionar son irreparables pérdidas y consecuentes demoras. El mejor aval para la seguridad del buque, carga y dotación son el perfecto cumplimiento de las obligaciones de la dotación. La actuación rápida, serena y ordenada y la obediencia en las consignas y órdenes recibidas.

Por lo antes dicho, tienen mucha importancia los entrenamientos de seguridad donde se familiariza al personal con los equipos de seguridad (su uso y limitaciones), ya sea máscaras de filtrado de aire, equipos de respiración autónoma, extintores, mangueras, tomas de agua, sistemas de rocío de agua en diferentes compartimentos y cubiertas, es decir, todo lo referente a seguridad a bordo.

Para la seguridad del buque y dotación, queda terminantemente prohibido:

- I. Fumar, salvo en camarotes, salas de recreo y demás locales autorizados.
- II. Utilizar cerillas o mecheros; en tal caso existen las cerillas de seguridad.
- III. Usar otras linternas o tipos de lámparas distintas a las de seguridad en cualquier circunstancia.
- IV. Tener o dejar abiertas puertas estancas que se haya ordenado mantenerlas cerradas.
- V. Entrar a locales cuya puerta indique que está prohibido entrar, ya que en su interior puede haber una atmósfera irrespirable.
- VI. Usar ceniceros que no sean de seguridad.

5.6.1. Incendio o emergencia por escape en el sistema de carga.

Toda la tripulación y el personal a bordo deberán conocer el lugar y uso de los extintores del circuito de incendio, circuito spray, equipos de respiración autónoma y otros equipos protectores tales como: gafas, trajes, guantes, etc.

Las señales de aviso de incendio es un sonido continuado de los timbres de alarma durante 10 segundos, seguido de:

- I. Un sonido corto de los timbres de alarma, si el fuego está localizado en cubierta.
- II. Dos sonidos cortos de los timbres de alarma, si el fuego está localizado en la estructura de popa.

III. Tres sonidos cortos de los timbres de alarma, si el fuego está localizado en la sala de máquinas.

A continuación se darán las mismas señales con la sirena o pito.

Al oír estas señales todo el personal acudirá a sus puestos debidamente equipados y lo más rápido posible, siempre que las circunstancias lo permitan, llevando puesto su chaleco salvavidas. Localizado el fuego se alistan las mangueras del circuito de incendio o las de polvo químico seco.

Queda terminantemente prohibido usar el ascensor durante las emergencias o incendios.

Cuando algún tripulante observe la presencia de fuego, informará lo más rápido que sea posible al puente, y tratará de sofocar éste con los medios de extinción que tenga a su alcance, si fuera de mayor magnitud el incendio, tratará de cerrar los accesos para evitar su propagación.

El oficial de guardia en el puente activará las señales de alarma correspondientes y detendrá de inmediato los sistemas de ventilación, si estos no se detienen en forma automática, y pondrá en marcha las bombas del circuito de incendio.

5.6.2. Varada, colisiones, pérdida de gobierno, circunstancias de mal tiempo, etc.

Se dará inmediatamente la señal de peligro consistente en: un sonido largo seguido de uno corto repetido ininterrumpidamente durante 10 segundos con los timbres de alarma.

Los tripulantes provistos de chalecos salvavidas, ante esta señal acudirán con presteza a sus puestos respectivos para hacer frente a la emergencia surgida.

Se colocarán en servicio las bombas de incendio.

5.6.3. Abandono del buque.

La señal de esta emergencia consistirá en: no menos de seis timbrazos cortos con los timbres de alarma seguido de un timbrazo corto para alistar el bote de estribor, o dos timbrazos cortos para alistar el bote de babor.

Ante esta señal el personal embarcará en el bote al oír una pitada larga que se emitirá en el momento que el bote llegue a la posición de embarque (Ver Fig. N°5.24). En este instante se lanza al mar los aros salvavidas y balsas. La orden de embarcar la dará el capitán de viva voz. La rapidez, el orden y la serenidad son imprescindibles en esta situación.

Una vez en el bote se dejan libres los espacios necesarios para el timonel, manejo de bozas, manejo de motor y sistemas de protección de lluvia y calor del bote. El personal irá provisto de chalecos salvavidas y esperará la orden para embarcar en la cubierta de botes sin obstaculizar la maniobra de arriado. El motor se hará partir en el momento en que el bote toque el agua, asegurándose que el embarque se haga correctamente y en forma segura. Se tendrá presente que, en general, se corre menos peligro en el buque mientras flote que en el bote.

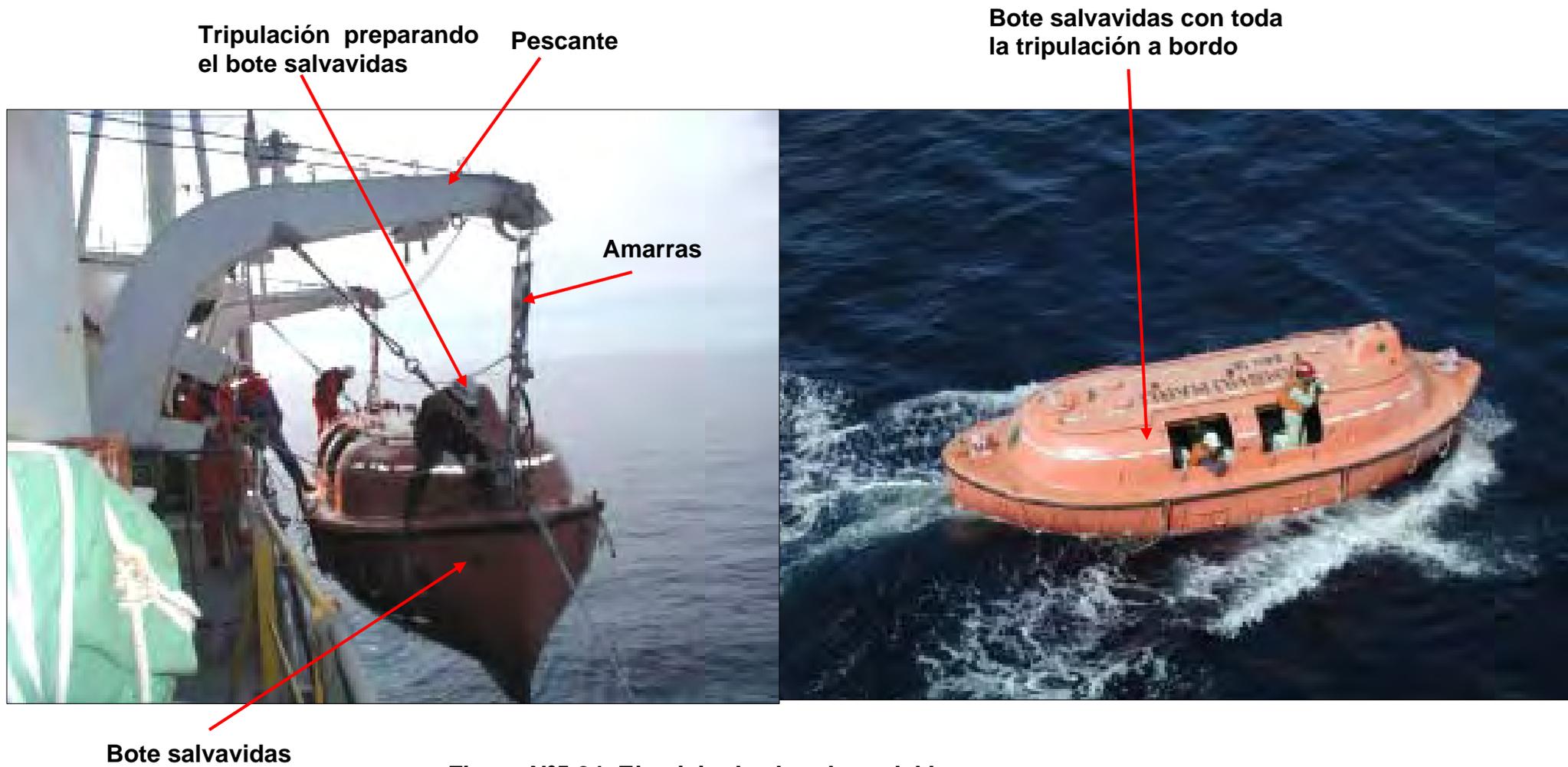


Figura N°5.24. Ejercicio de abandono del buque.

5.6.4. Hombre al agua.

Al enfrentar esta situación la alarma sonará en una sucesión ininterrumpida de sonidos seguida con la misma señal con la sirena.

Cualquier tripulante que presencia la caída de un hombre al agua le lanzará el salvavidas circular más próximo y simultáneamente gritará: ¡hombre al agua por babor o estribor (según sea el caso), y procurará que el aviso llegue al puente de mando.

El oficial de guardia en el puente efectuará las siguientes maniobras:

- I. Cerrar el timón a la banda donde haya caído el hombre, iniciando así la curva de Williamson.
- II. Lanzará salvavidas circulares provistos de luz y señal fumígena por las bandas de caída.
- III. Hará sonar las señales de alarma correspondiente a ¡Hombre al agua! (por babor o estribor) sin dejar en ningún momento de atender el puente y dar órdenes necesarias al timonel para la correcta ejecución de la curva Williamson.

La tripulación encargada de preparar el bote de rescate, ya sea arriar y tripular, deberá ir con sus chalecos salvavidas puestos. Durante la maniobra del bote de rescate al náufrago, éste será dirigido desde el buque.

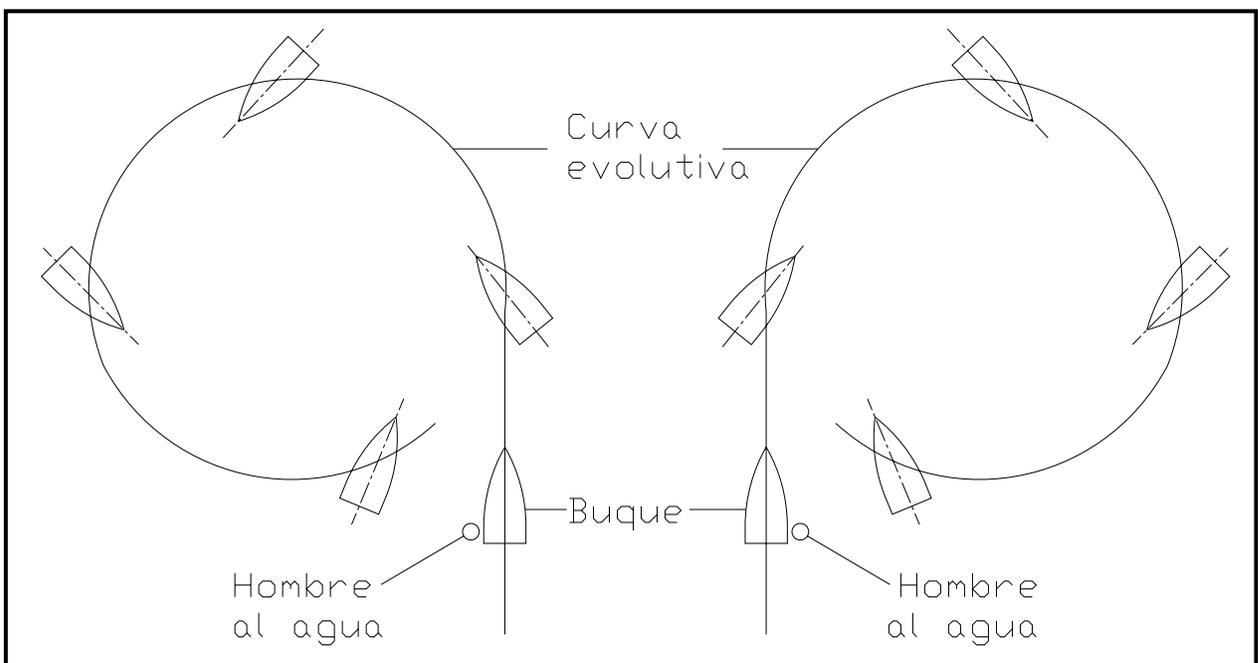


Figura N°5.25. Curva de evolución de un buque para una maniobra de “hombre al agua”.

5.6.5. Quemaduras por congelación.

Las quemaduras producidas por el contacto entre el GNL y la piel son del mismo tipo que las producidas por contacto de un objeto o líquido a temperaturas extremadamente altas.

Estas quemaduras por congelación solamente se presentan después de una exposición prolongada a temperaturas bajo cero, y ello es debido a que la sangre cede calor a la parte afectada.

En casos de quemaduras por congelación se debe lavar la parte afectada con abundante agua, preferentemente dulce y quitar las ropas impregnadas de metano líquido.

La parte afectada se debe tratar igual que si fuese una quemadura por alta temperatura, para ello se debe tener un equipo portátil de primeros auxilios adecuado para estos casos. En la siguiente figura se muestra una quemadura por congelamiento con 48 hrs de evolución y 15 días de evolución respectivamente.



Fiura N°5.26. Quemaduras por congelamiento.

5.7. Los peligros de la carga.

5.7.1. Los peligros del gas licuado.

Todos los gases licuados se transportan a la temperatura de su punto de ebullición o a una temperatura muy cercana a ésta. Las temperaturas de transporte varían según el producto desde -162°C (para el metano) a 0°C para el butano comercial.

Las quemaduras de la piel se producen por una gran diferencia de temperatura; nuestro cuerpo normalmente tiene una temperatura interna de 36 °C, pero nuestras manos están expuestas al medio ambiente, por lo cual su temperatura normal es de alrededor de 30°C. Cuando se toca una superficie con una temperatura diferente en alrededor de 40 °C, se quemará, indistintamente si la temperatura de la superficie es mayor o menor a la temperatura de sus manos.

Cuando usted tiene hielo en sus manos por un cierto tiempo, su piel se quema, al igual que cuando está en contacto con un fuego.

Lo mismo sucede con los materiales, un acero que en condiciones normales de presión y temperatura es resistente y dúctil, al ser sometido a bajas temperaturas (por ejemplo en propano líquido a -42°C) quedará frágil, perderá resistencia y ductilidad.

Debido a sus propiedades químicas, algunas cargas son tóxicas. La inhalación de los vapores, ingestión y contacto de la piel con el líquido puede producir varios grados de efectos tóxicos. Se debe evitar el contacto con el líquido de carga o la inhalación de sus vapores.

Los vapores de la carga en alta concentración desplazan el oxígeno y pueden causar asfixia, sean los vapores tóxicos o no. A su vez, los espacios de bodega que están inertizados pueden tener insuficiente oxígeno y causar asfixia.

Ciertas cargas pueden causar efectos de pérdida de conciencia, debido a sus propiedades anestésicas.

En el caso de las naves semi-refrigeradas y totalmente refrigeradas el transporte de la carga es llevado a cabo a bajas temperaturas, un contacto corporal con aquellos gases licuados a bajas temperaturas puede producir severas y profundas quemaduras por frío

o congelamiento. La inhalación de vapores a muy bajas temperaturas puede causar daño a los pulmones y vías respiratorias.

5.7.2. Peligros asociados con la presión de la carga.

Cada gas licuado ejerce una cierta presión dentro del sistema de contención de la carga a una temperatura dada.

En las naves gaseras totalmente presurizadas, los estanques están diseñados para soportar la presión de vapor saturado, ejercida por la carga a la más alta temperatura ambiente supuesta que es 45°C, lo que corresponde a 15,45 bar para el propano puro.

En el caso de las naves semi-presurizadas, totalmente refrigeradas y de transporte de gas natural, la presión de la carga puede llegar a exceder la presión de diseño del sistema de contención de la carga, si esta no es controlada.

Presiones que excedan la presión de diseño en los tanques de carga, pueden dañar el sistema de contención de la carga y/o liberar los vapores a la atmósfera.

Bajo ciertas circunstancias es posible desarrollar una presión negativa al interior de los tanques de carga. Esta presión negativa podría dañar el sistema de contención y/o permitir la entrada de aire al sistema de contención. Los estanques de los buques refrigerados no están diseñados para soportar vacío.

La carga refrigerada atrapada en una tubería en cubierta entre dos válvulas, debido a los rayos solares, aumenta su temperatura y, por lo tanto, ejerce una gran presión interior pudiendo dañar las juntas y válvulas.

Las botellas o cilindros utilizados para tomar muestras de gas líquido, se pueden romper si ellos no están diseñados para soportar la presión de vapor saturado de la muestra a temperatura ambiente.

Si hay fugas de líquido hacia los espacios de bodega, o void space, la presión en estos espacios puede aumentar hasta niveles inseguros. Estos espacios poseen dispositivos para aliviar la sobrepresión.

5.7.3. Los efectos de las bajas temperaturas sobre el casco y otros componentes.

La mayoría de los aceros utilizados comúnmente en la construcción de naves son dúctiles y, por lo tanto, flexibles a temperaturas sobre 0°C.

Los aceros comunes no tienen por objetivo soportar bajas temperaturas. La fuga de una carga extremadamente fría podría entrar en contacto súbitamente con tales aceros; la combinación de esfuerzos dinámicos, estáticos y térmicos pueden causar grietas y roturas en el acero. Como tales roturas ocurren debido al estado quebradizo del acero, esta es llamada “rotura quebradiza”.

5.7.4. Asfixia.

El cuerpo requiere de aire en su contenido normal de 20,8% de oxígeno para una respiración normal, aunque se puede respirar una atmósfera con algo menos de este nivel de oxígeno por algún tiempo, sin efectos notables. La susceptibilidad de los individuos a niveles reducidos de oxígeno varía, pero a niveles inferiores a 19,5% de oxígeno, existe generalmente un rápido deterioro de la actividad mental y del poder de razonamiento. Este deterioro es especialmente peligroso, ya que la víctima puede no reconocer el peligro y/o desorientarse, no pudiendo actuar correctamente e una situación peligrosa. A niveles menores del 16% de oxígeno, el ataque de inconciencia puede ser rápido y, si la víctima no es sacada rápidamente del lugar puede sufrir un paro respiratorio. A niveles inferiores, el tiempo de exposición para la supervivencia se acorta rápidamente y aún cuando la víctima sea sacada del lugar antes de que fallezca, puede sufrir daño cerebral permanente.

Sustancia	Asfixiante	Narcótico	Tóxico	Irritante	TLV (ppm x vol)
GNL	X	---	---	---	---
GLP	X	---	---	---	1000-1250
Metano	X	---	---	---	---
Etano	X	---	---	---	---
Propano	X	---	---	---	---
Butano	X	---	---	---	800
Etileno	X	---	---	---	---
Propileno	X	X	---	---	---
Butileno	X	X	---	---	---
Butadieno	X	X	---	---	---
VCM	X	XX	X	---	5
Amoníaco	X	---	X	X	25-35
Cloro	X	---	X	X	1-3
Oxido de etileno	X	XX	X	X	1
Oxido de propileno	X	XX	X	X	20
Nitrógeno	X	---	---	---	----
Gas combustible	X	---	X	X	---

X: Suave, XX: Fuerte

Tabla N°13 .Propiedades de vapores de gases.

Sustancia	Irritante	Quemadura fría	Quemadura química	Absorción por la piel
GNL	---	X	---	---
GLP	---	X	---	---
Metano	---	X	---	---
Etano	---	X	---	---
Propano	---	X	---	---
Butano	---	X	---	---
Etileno	---	X	---	---
Propileno	---	X	---	---
Butileno	---	X	---	---
Butadieno	---	X	---	---
VCM	---	X	X	X
Amoníaco	X	X	X	---
Cloro	X	X	X	X
Oxido de etileno	X	X	X	---
Oxido de propileno	X	---	X	---
Nitrógeno	---	X	---	---

X: Suave, XX: Fuerte

Tabla N°14 .Propiedades de gases en estado líquido.

La deficiencia de oxígeno por desplazamiento ocurrirá cuando exista vapor de carga o concentraciones de gas inerte en cualquier espacio cerrado, aunque pueden ocurrir debido a otras razones. Por las razones anteriores, y teniendo en cuenta que las concentraciones de gas en un espacio cerrado rara vez son homogéneas, es esencial prohibir el acceso a esos lugares, a menos que se mida el contenido normal de oxígeno (generalmente considerado como 21% en medidores de oxígeno), en varios puntos separados de muestreo, que deberán estar a diferentes niveles y lo más dispersos posible.

Si el acceso es absolutamente necesario y no se puede establecer el criterio anterior, el personal que entre debe ser protegido con equipos de respiración autónomos.

5.7.5. Toxicidad.

La toxicidad es la capacidad de una sustancia para causar daños al tejido humano, ya sea deterioro del sistema nervioso central, enfermedad o, en casos extremos, la muerte, cuando es ingerida, inhalada o absorbida a través de la piel. La exposición a sustancias tóxicas puede resultar en irritación de los pulmones, garganta, ojos o de la piel; narcosis; daños por periodos cortos o largos a los tejidos o al sistema nervioso central.

El sistema ACGIH contiene las siguientes tres categorías de TLV para describir adecuadamente las concentraciones en el aire a las que se cree que el personal puede estar expuesto a una sustancia durante su vida de trabajo sin efectos adversos.

TLV-TWA: Concentración promedio en tiempo para un día de 8 horas o semana de cuarenta horas durante toda la vida de trabajo.

TLV-STEL: Límite de exposición por un corto periodo en términos de máxima concentración permisible por un periodo de hasta 15 minutos de duración, siempre que no haya más de cuatro exposiciones por día y por lo menos 60 minutos entre cada exposición.

TLV-C: La concentración que no debe ser excedida ni siquiera por un instante.

Mientras que a la mayoría de las sustancias citadas se les asigna un TLV-TWA y un TLV-STEL, sólo a aquellos que son predominantemente de acción rápida, se les asigna un TLV-C.

Los TLV se dan usualmente en ppm (partes por millón) pero pueden ser citadas en mg/m^3 . Cuando se menciona un TLV sin las indicaciones TWA, STEL o C, se está haciendo referencia al TLV-TWA. Sin embargo, no debe considerarse al TLV como línea divisoria definida entre concentraciones seguras y peligrosas; lo mejor siempre debe ser mantener las concentraciones de la sustancia nociva al mínimo posible.

Ejemplos de TLV en ppm			
Amoníaco	50	Butano	600
Butadieno	1000	Cloro	1
Etileno	1000	Metano	1000
Propano	1000	Refrigerante	1000

Tabla N°15. Ejemplos de TLV-TWA.

CAPITULO VI

6. GNL EN CHILE

6.1. Situación de abastecimiento de energía en Chile, crisis del gas natural en Argentina y efectos en Chile.

Chile tiene como fuentes de Energía primaria:

- ✓ Petróleo crudo.
- ✓ Gas natural (en condiciones de consumo residencial pasa a ser considerado energía secundaria).
- ✓ Biomasa.
- ✓ Carbón.
- ✓ Recurso hídrico.
- ✓ Leña.
- ✓ Biogas.
- ✓ Energía eólica.
- ✓ Energía solar.

En cuanto a gas natural se estima que el total de la producción nacional, proveniente de la Región de Magallanes, es de 45 millones de m³.

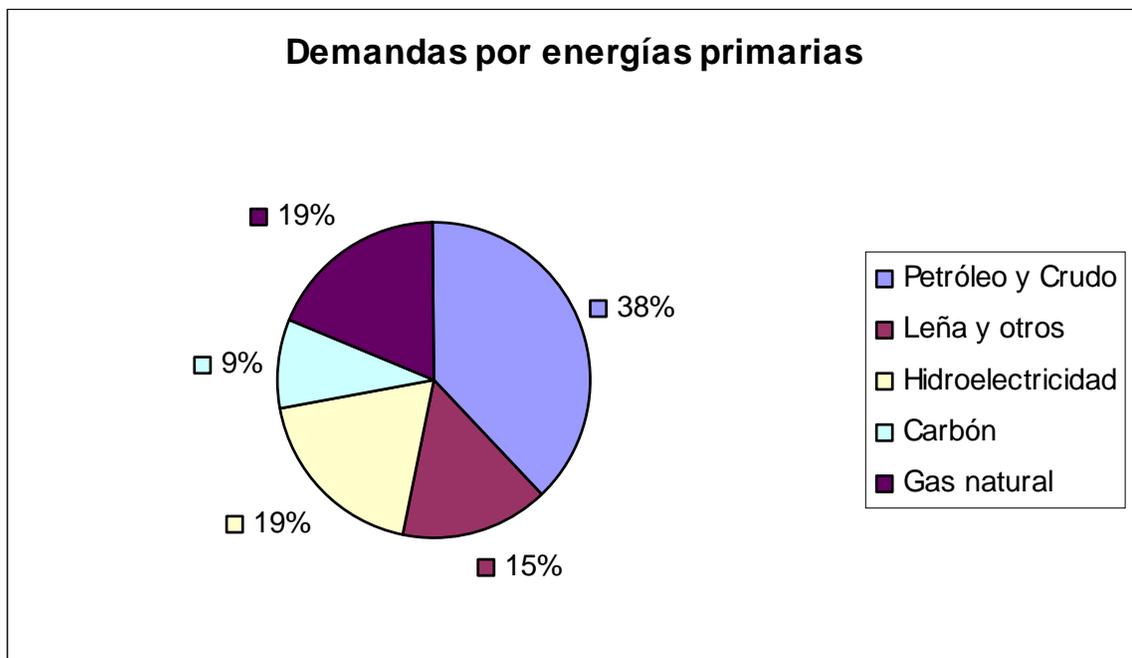


Figura N°6.1. Demandas por energías primarias.

En la figura N°6.1 podemos apreciar la cantidad demandada de gas natural, hacia el año 2001, en comparación con los otros tipos de energías primarias, en que ésta es de aproximadamente el 19% del consumo total por energías primarias.

Como energías secundarias están considerados los petróleos combustibles, Alquitrán, Petróleo Diesel, Gasolina 93, 95 y 97, Gasolina 93 Con Plomo, Gasolina de Aviación, Kerosene de Aviación, Kerosene, Nafta, Gas Licuado, Gas de Refinería, Gas de Ciudad, Gas de Altos hornos, Metanol, Coke o coque, Carbón, Electricidad, Leña, Biogas.

El Gas natural es utilizado en:

- ✓ Electricidad
- ✓ Gas de Ciudad
- ✓ Gas Natural
- ✓ Metanol

En este mercado el consumo de Gas natural aumenta en proporciones de sus pares energéticos.

Se estima que actualmente el consumo de gas natural alcanza un 26% del consumo energético de Chile. Las cuencas gasíferas cercanas al territorio chileno son la cuenca Austral (para la zona de Magallanes), las cuenca del Noroeste Argentino y de Santa Cruz de la Sierra (Bolivia), para el norte de Chile, y la cuenca de Neuquén, para la zona central.

En 1997 los gobiernos de Chile y Argentina firman un acuerdo de cooperación energética, con lo que se logra la construcción de un gasoducto para el transporte de gas natural proveniente de la zona de Neuquén.

Previo a una situación de crisis de abastecimiento de gas natural, la tecnología considerada más costo eficiente para generación eléctrica era la correspondiente a centrales de ciclo combinado, que utilizan este combustible como primera opción. Así, desde 1997 se construyeron 8 de estas plantas, implicando una dependencia de este combustible que alcanzó al 23% en el SIC y a un 58% en SING.

En la industria, por su parte, el GN también indujo una sustitución masiva de otros

energéticos porque, además de su bajo costo, permitió a las empresas cumplir con los estándares exigidos por los planes de descontaminación, especialmente en Santiago.

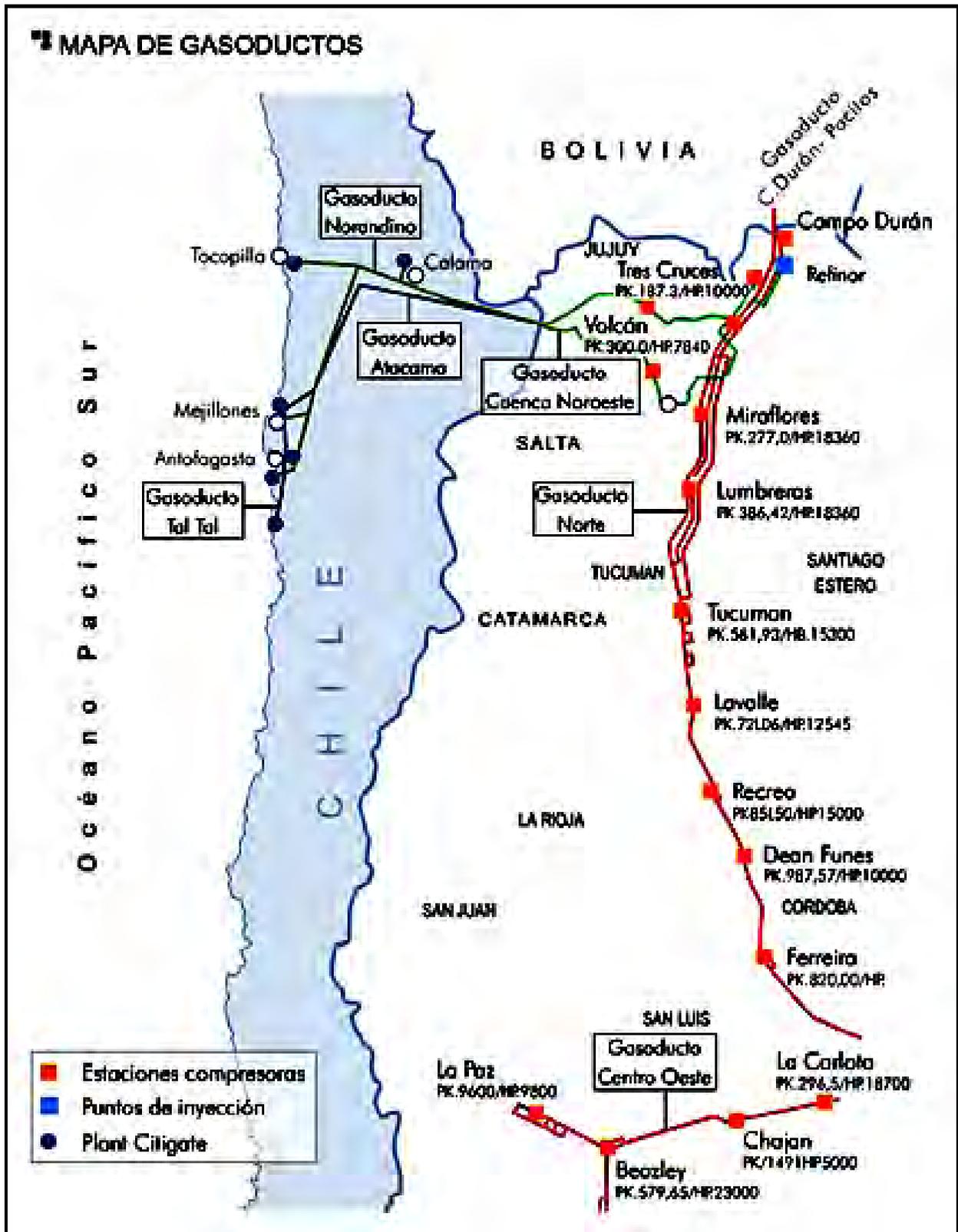


Figura N°6.2. Mapa de Gasoductos zona norte

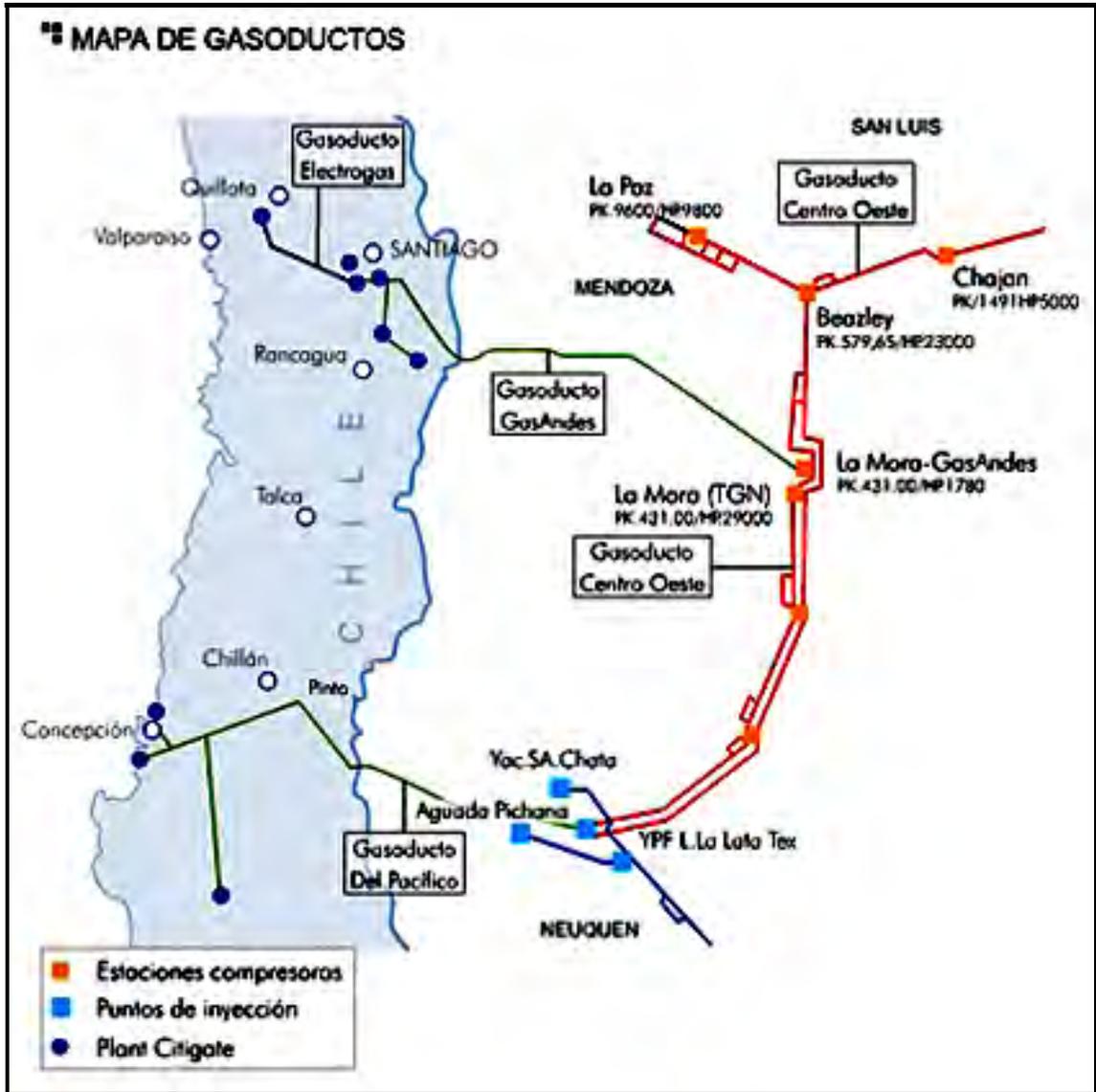


Figura N°6.3. Mapa de Gasoductos zona central y VIII región.

Así, el gas natural se constituye en un combustible competitivo, en cuanto a costos directos, y amigo del medio ambiente, al ser bajas las externalidades producidas de su consumo.

6.2. Efectos en Chile.

Por todo esto, no resulta menor el efecto que tiene una reducción de las importaciones de gas natural desde Argentina, del orden del 45% (2004). El problema de escasez de gas se origina en políticas internas argentinas que han abaratado artificialmente su precio relativo a su precio de paridad de exportación. Los costos económicos derivados de estos recortes se estimaron, sólo en el año 2004, del orden de US\$ 62 MM.

El clima de incertidumbre que las políticas argentinas han provocado, al no cumplir con

los contratos vigentes ni protocolos, además del futuro incierto del mercado de gas argentino, se han traducido en la inexistencia de nuevos contratos a futuro, lo que ha llevado a una merma en la construcción de nuevas centrales de generación eléctrica de ciclo combinado en el país. Además se prevé problemas energéticos en el mediano y largo plazo, ya que los inversionistas no ven con buenos ojos que el precio caiga en el futuro luego de firmados los contratos de gas natural, afectando la rentabilidad de las inversiones.

La situación energética ha provocado una mayor dependencia de los recursos hidrológicos, y por ende un mayor riesgo dada la situación estocástica de éstos.

El Gobierno, por su parte, ha introducido modificaciones a la Ley Eléctrica que permitirán, a corto plazo, el desarrollo de inversiones en generación de energía eléctrica y que estas inversiones se hagan al mínimo costo, pero no dependiendo en forma exclusiva del gas natural argentino. El proyecto resuelve este problema por dos vías. Primero, elimina la causal de fuerza mayor en el caso que no haya suficiente gas natural argentino exportado a Chile, lo que obliga a que las nuevas centrales que pretendan usar combustible proveniente de Argentina, a construirse con respaldo en otros energéticos. Asimismo, facilita la concreción de contratos a largo plazo entre generadores y distribuidores, y permite a estos últimos traspasar al precio final los valores involucrados en dichos contratos. Ambas disposiciones, en suma, permitirán activar de inmediato un conjunto de inversiones en generación eléctrica sobre la base de energéticos distintos del gas natural argentino.

Estos cambios en la ley eléctrica provocarán un incremento de las cuentas de energía eléctrica para consumidores domésticos. Esto principalmente por el mayor costo que significa la utilización de Diesel en vez de gas natural, el que puede ser cuatro o cinco veces más caro.

A su vez en la denominada "ley corta" del año 2002, se incluyeron aspectos que permiten el desarrollo de otros tipos de energía, por ejemplo se incluye específicamente a las energías renovables no convencionales. Entre estos aspectos se establece la exención total del pago de peaje troncal, es decir, el pago por ingresar al sistema de distribución, para productores menores de 9 MW. Con una serie de medidas como estas se impulsa la diversificación de la matriz energética chilena, para que no vuelvan a ocurrir casos como el de la sequía de fines de los años 90 o la crisis actual que

tenemos con el gas argentino, en los cuales por depender en su mayoría de sólo una o pocas fuentes energéticas se produce un clima de incertidumbre de abastecimiento de energía al país.

6.3. Situación del GNL en el mundo.

A futuro, se espera un incremento en la producción de GNL producto de la competitividad que está consiguiendo, debido, en forma significativa, a un incremento en los precios del gas natural y a la reducción en los costos del GNL. En 5 años (1997-2002) los países exportadores incrementaron el tráfico de GNL en un 35%. En este mismo periodo Indonesia se ha mantenido como el mayor productor a nivel mundial, con casi un 20% de participación en el mercado.

En suma a esto es necesario notar el incremento en la demanda por gas natural en muchos países. Esta situación se puede ver reflejada tomando como ejemplo a Japón que ha reducido el porcentaje de participación en este mercado (de consumo) de un 66% en 1990 a un 48% en el año 2002.

En el mundo existen grandes yacimientos de Gas Natural que se encuentran a miles de kilómetros de los centros de consumo, lo que hace anti-económico construir gasoductos. Esto ha dado pie al desarrollo del negocio de GNL. Se estima que un proyecto de GNL es más económico que un tendido de gasoducto submarino, cuando la distancia de transporte es superior a 1.200 Km. y en el caso de un gasoducto terrestre, superior a 3.500 Km. Quienes consumen GNL lo utilizan de dos maneras. Una de ellas es para tener abastecimiento de gas natural ya que son países que no cuentan con reservas de gas natural y están alejados geográficamente de los centros de producción, por lo que no pueden acceder vía gasoductos a este producto. Este es el caso de Japón, que es uno de los principales demandantes de GNL. La otra forma es utilizarla para cubrir las fluctuaciones en el consumo en períodos de alta demanda, lo que se conoce como 'peak-shaving'. Este es el caso de Estados Unidos.

Nuevas plataformas de producción de gas natural se están desarrollando a nivel mundial actualmente, y se espera que nuevas se desarrollen dada la gran cantidad de reservas que presentan muchos países, las cuales no han sido totalmente exploradas.

6.4. Principales productores de GNL en el mundo.

Para entender de mejor manera el mercado productor de GNL es posible dividirlo en 3 partes:

- i) Cuenca del Pacífico
- ii) Medio Oriente
- iii) Cuenca del Atlántico

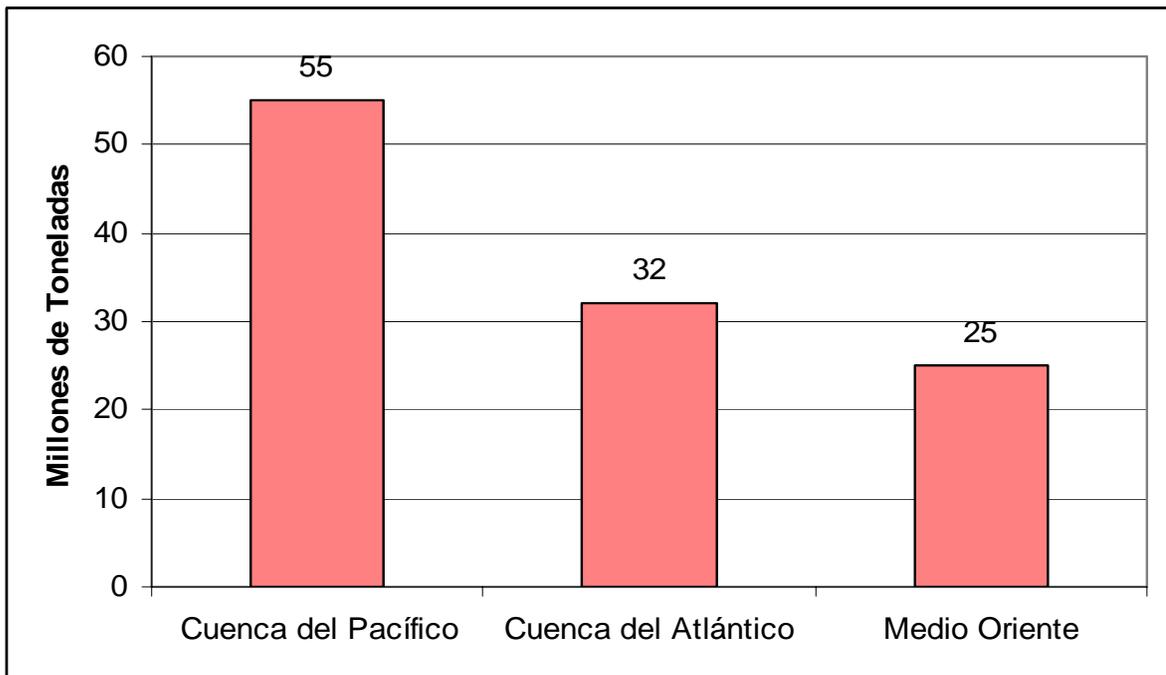


Figura 6.4. Exportaciones a nivel mundial de GNL, en millones de toneladas.

✓ **Cuenca del Pacífico**

Actualmente, los exportadores de esta región producen cerca del 50% de la producción mundial de GNL, 55 millones de toneladas. A mediados del 2003 la capacidad de producción se estimaba en 63 millones de toneladas métricas, esperándose para el 2008 un incremento de unos 80 millones de toneladas al año. Los principales productores son Indonesia, Malasia, Australia, Brunei y Estados Unidos.

En el cuadro siguiente se resume la participación en el mercado de los diferentes países productores de GNL mencionados de la cuenca del Pacífico.

País Productor	Exportaciones (MM tons)	Principales Consumidores
Indonesia	23	Japón, Taiwan y Korea del Sur
Malasia	15,6	Japón, Taiwan y Korea del Sur
Australia	7,7	Japón
Brunei	7,2	Japón, Korea del Sur
Estados Unidos	1,4	Japón

Tabla N°16. Descripción de exportaciones hechas por productores de la cuenca del Pacífico.

En la figura N°6.5 se aprecia en detalle el nivel de producción de los países de esta región, cabe señalar que el mayor productor mundial (al 2002) de GNL es Indonesia, con un 21 % de la producción total.

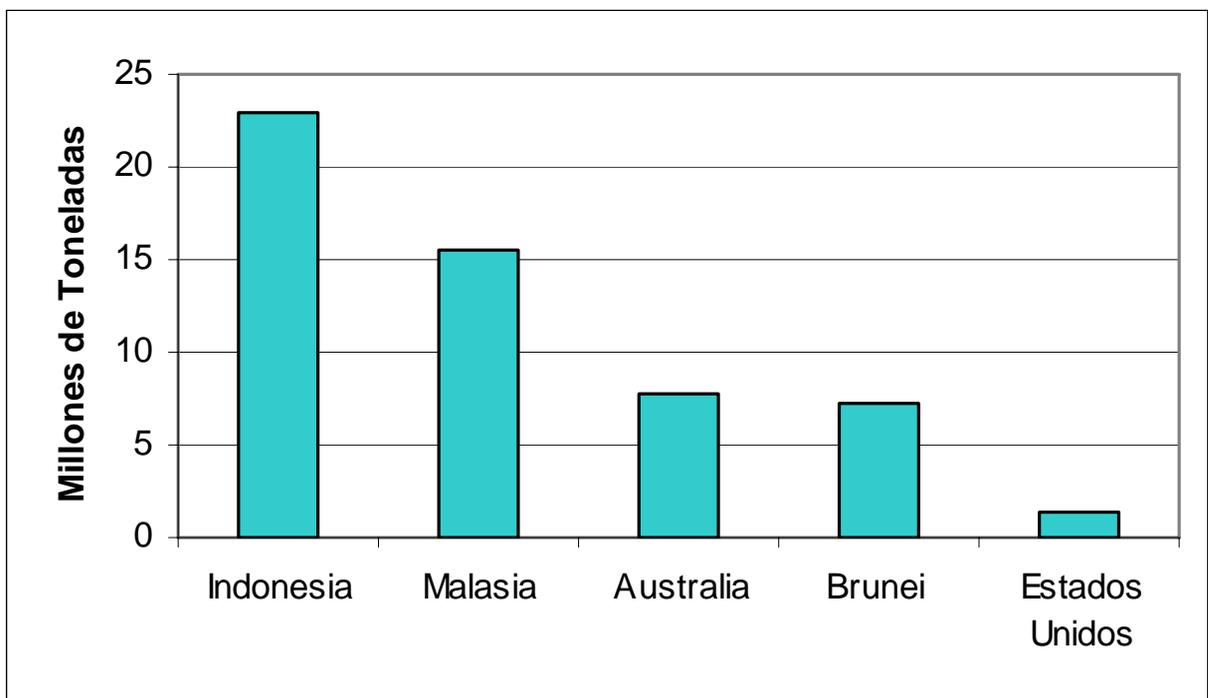


Figura N°6.5. Exportaciones anuales de GNL de productores de la cuenca del Pacífico.

ii) Cuenca del Atlántico

Los productores de esta zona producen cerca del 29% del total de producción de GNL a nivel mundial, cerca de 32 millones de toneladas, destacándose países como Argelia, Nigeria, Trinidad y Tobago y Libia.

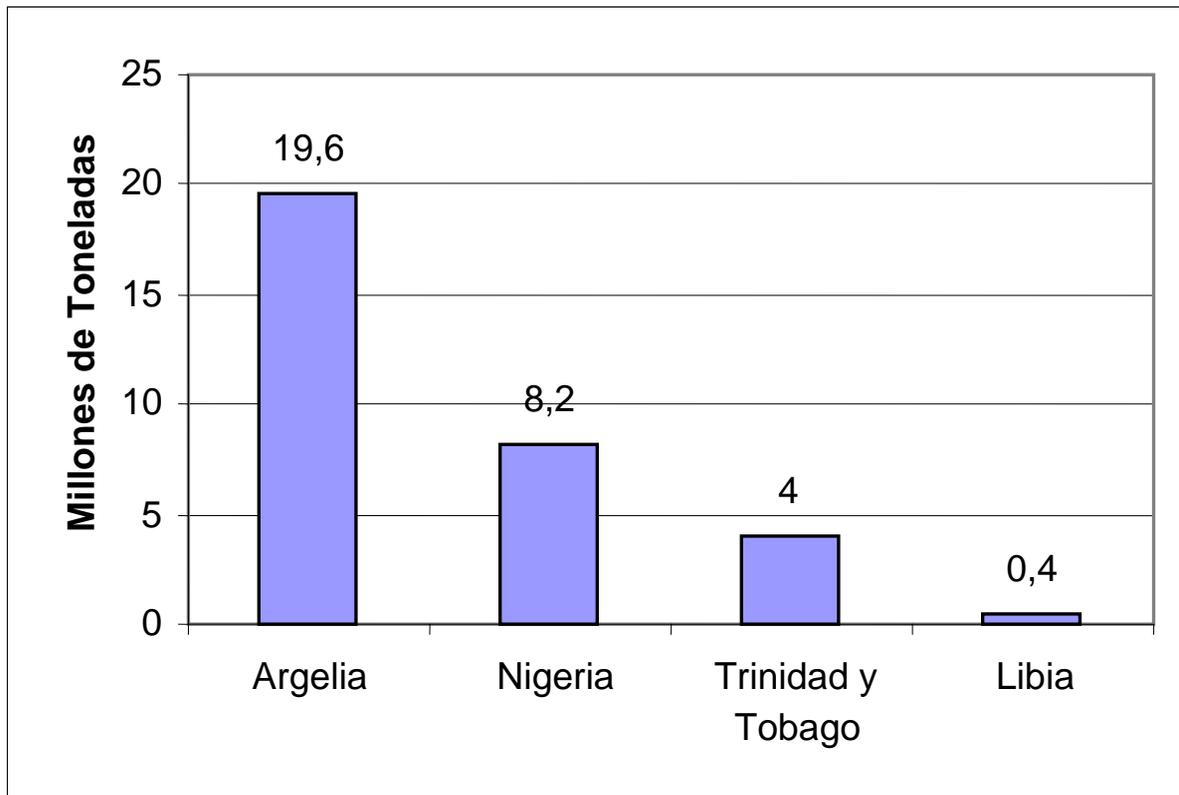


Figura N°6.6. Exportaciones anuales de LNG de productores de la cuenca del Atlántico.

iii) Medio Oriente

Producen cerca del 23% de las exportaciones totales de GNL en el mundo, 25 millones de toneladas. Dentro de este sector se destacan países como Qatar, Omán y los Emiratos Árabes Unidos. En la siguiente figura apreciamos en detalle la producción de cada uno de éstos.

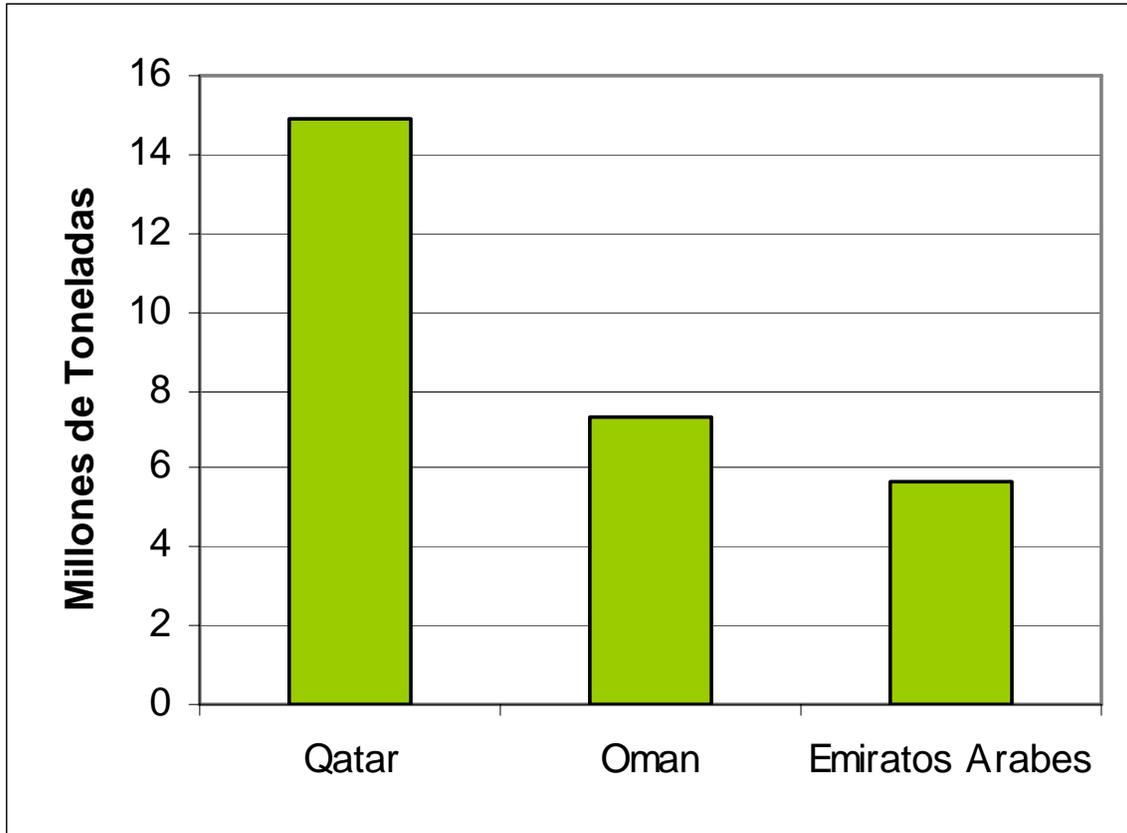


Figura N°6.7. Exportaciones anuales de LNG de productores del Medio Oriente.

6.5. Principales Consumidores de GNL en el Mundo.

En el año 2003, doce países importaron 113 millones de toneladas de GNL, todo esto considerando que los países importadores de este combustible, en conjunto, tienen una capacidad de regasificación de GNL de 310 millones de toneladas.

Este mercado de compradores de GNL lo podemos dividir en dos grandes zonas, la cuenca del Pacífico y la del Atlántico. En la primera de estas zonas (Cuenca Pacífico) encontramos países como Japón, Corea del Sur y Taiwán. Estos perciben el 68% de las importaciones globales (2002), con 76 millones de toneladas de GNL. En la mayoría de estos países se depende cerca del 90% del GNL para suplir sus necesidades de gas natural, por lo que resulta de vital importancia este tipo de combustible.

Japón es el primer consumidor a nivel mundial importando cerca del 48% de la producción mundial. Este país tiene 23 terminales regasificadores, los cuales combinados tienen una capacidad de 188.3 millones de toneladas de regasificación. Este combustible representa el 12% de la energía que necesita Japón y el 95% del gas natural ocupado en la isla. Por otra parte Corea del Sur es el segundo importador del

mundo (2002), con una capacidad de 40.7 millones de toneladas por año. Taiwán tiene un nivel de regasificación de 7.5 millones de toneladas.

En la cuenca Atlántica siete países europeos se reparten el 28% de las importaciones mundiales, incluyendo a EE.UU. en este conjunto, este número sube al 32% de las importaciones globales.

Francia lleva la cabeza en esta zona con importaciones por 10.7 millones de toneladas, seguido por EE.UU. con 4.8 millones de toneladas (MMtons), España (2.7 MMtons), Italia (2.6 MMtons), Turquía (4.6 MMtons), Bélgica (2.7 MMtons), Puerto Rico (0.5 MMtons), Grecia (2 MMtons), Portugal (3.3 MMtons), República Dominicana (2 MMtons) y el Reino Unido (3.3 MMtons).

6.6. Precios del GNL.

Existen grandes reservas de gas natural en áreas donde no hay un mercado significativo. Tales reservas de este combustible están en África del Norte, al Oeste de África, Sudamérica, el Caribe, el Medio Oriente, Indonesia, Malasia, el Noroeste de Australia y Alaska. Parte del gas natural en estas regiones es licuado para ser transportado a Mercados donde la demanda de gas natural es superior a la capacidad de autoabastecimiento. El GNL ofrece mayor flexibilidad comercial que el transporte vía gasoducto; los cargamentos de gas natural pueden ser transportados a lugares donde la necesidad es mayor y los términos comerciales son más atractivos.

En los recientes años el costo del GNL ha caído significativamente, los costos de licuación han caído entre 35 y 50 %, las plantas han disminuido su valor de US\$500 por tonelada anual de capacidad de licuación a US\$200 en los trenes existentes. Los costos de construcción de los buques tanque han disminuido desde US\$280 millones a mediados de los 80's ha US\$155 millones en el 2003. El costo de un Terminal de regasificación también ha disminuido.

Los 4 principales componentes del costo de un proyecto de GNL son: Producción (15 a 20%), Planta licuación (30 a 45%), transporte (10 a 30 %), regasificación y distribución (15 a 25 %).

A medida que la distancia que debe recorrer el gas natural aumenta, el uso del GNL tiene beneficios económicos sobre los gasoductos. Para distancias superiores a 1126

Km, resulta más económico transportar el gas como GNL que a través de un gasoducto submarino, mientras que el GNL resulta más económico que un gasoducto en tierra cuando la distancia es superior a 3.540 Km. En figura N°6.8 vemos el costo del GNL en comparación con los gasoductos submarinos y en tierra.

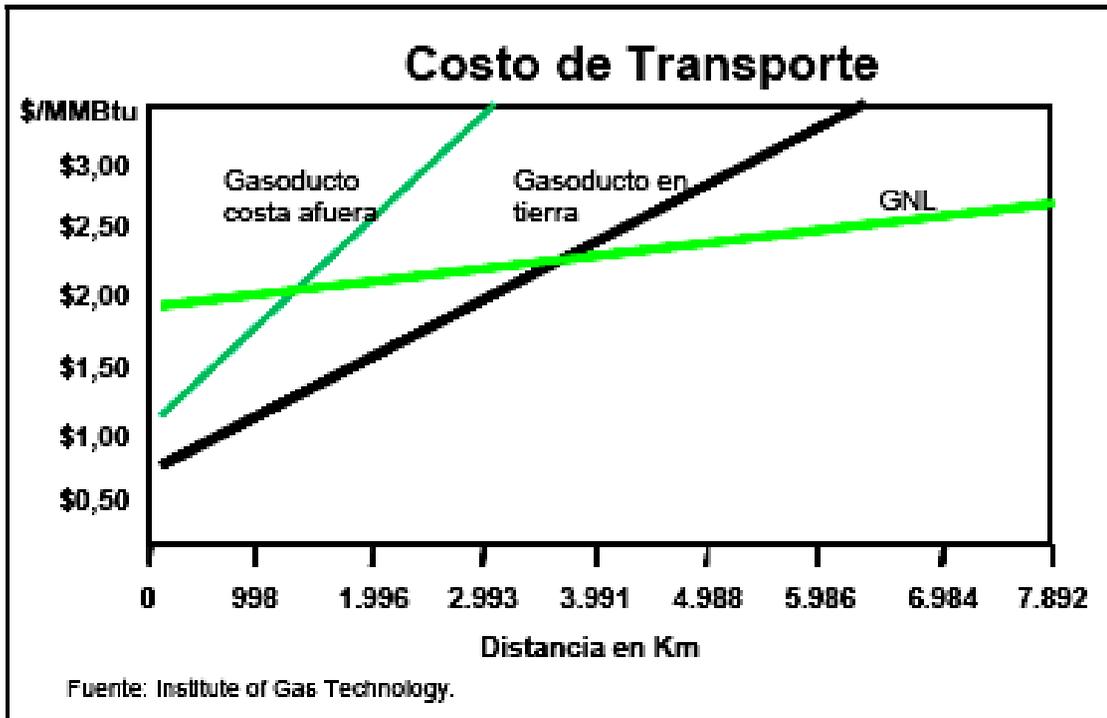


Figura N°6.8. Comparación de costos del GNL versus gasoductos.

En el caso Chileno lo que nos importa es el costo de transporte del GNL a nuestro país, el de construcción de la planta de regasificación y el costo de regasificar el combustible. El costo de transporte está determinado por el rango de tarifa diaria, el cual es función del precio del transporte, el financiamiento y los costos operacionales. Este rango va de US\$55000 a US\$65000 por día, para transportes de entre 25,000a 130,000m³.

Como dijimos el rango de construcción de un terminal de regasificación está alrededor de los US\$100 millones en EE.UU. La mayoría de los terminales tienen un costo de entre US\$200 a US\$300 millones, para una capacidad de 3,8 a 7,7 millones de toneladas por año de gas natural.

El costo que se le suma en EE.UU. por la regasificación al precio de importación del GNL es de US\$0.3 por millón de Btu, este costo es similar al del caso Chileno.

Con todo esto el precio del GNL en EE.UU. es de US\$2.50 - US\$3.50 por millón Btu (MMBtu), dependiendo mayormente del costo de transporte.

Con respecto a este tema se han escuchado rumores de la posible agrupación de los principales productores en torno a un cartel de gas. Los principales productores que suman el 53% de la producción mundial, ya han conformado una asociación llamada Foro de Países exportadores de Gas. Se teme que esta asociación tome ribetes parecidos a su homólogo en el caso del petróleo (OPEP), la cual controla el 52% del mercado. Este grupo lo conforman 15 países, entre los cuales se encuentran Qatar, Nigeria, Argelia, Venezuela, Indonesia, Emiratos Árabes, Rusia, etc. Esto haría que los costos de este combustible se encarecieran y habría que hacer un nuevo análisis de conveniencia para nuestro país. Hay voces disidentes que indican que esta agrupación no busca controlar el precio del combustible, sino que busca definir cual será el proveedor que requiere el demandante, es decir, repartirse colectivamente el mercado según cuotas nacionales.

6.7. Trenes de GNL en Construcción en el Mundo.

El mercado de GNL ha crecido de manera importante en los últimos años, la demanda creció desde 84 millones de toneladas en 1997 a 113 millones en el año 2002. Países que tienen un gran potencial para ser importadores están estudiando su incorporación al mercado, entre estos podemos destacar:

i) Cuenca Pacífico.

En esta zona un proyecto que tiene relación con la actualidad Chilena, es la explotación de gas en Camisea, localidad ubicada a 170 Km. al sur de Lima, y su posterior licuación para su transporte, aparte de la alternativa de exportarlo a Chile, existe la posibilidad de mandarlo a un terminal de regasificación en México. También hartos países Europeos y compañías estadounidenses han propuesto un proyecto para el gas Boliviano, que salga por las costas Peruana o Chilena, para licuarlo y que sea enviado a la costa oeste de Norte América, pero debido a problemas internos del vecino país esto no ha sido posible.

ii) Medio Oriente.

Irán tiene un gran potencial en este sentido, es el segundo país poseedor de reservas de gas natural y el gobierno ha estudiado crear una planta para licuación de 8 a 10 millones de toneladas al año para exportarlo al mercado Europeo, Asia e India.

En Yemen el proyecto de una planta ha estado propuesto por más de una década pero no se ha materializado todavía.

iii) Cuenca Atlántica.

En Venezuela se viene discutiendo un proyecto de estas características desde los años '70, Shell y Mitsubishi han tenido acercamientos preliminares para la construcción de una planta de 4.7 MMBtu, en un proyecto llamado Mariscal Sucre, pero todavía no se ha materializado.

En Angola Chevron Texaco, Exxon Mobil, BP, se han propuesto construir una planta de 4 MMBTU, para exportar a mercados como Europa y Norte América.

En Guinea Ecuatorial también hay proyectos en estudio para la construcción de una planta de este tipo, de capacidad de 3.4 MMtons, a cargo de la empresa estadounidense Marathon Oil.

Entre los futuros potenciales compradores de GNL en el mundo a parte de Chile se encuentran Bahamas, Indonesia, Jamaica, México, Holanda, Nueva Zelanda y Filipinas, países que han anunciado su interés en construir plantas de regasificación para abastecerse de gas natural.

6.8. Proyectos de GNL para Chile.

6.8.1. Descripción del proyecto en Quintero, ubicación y capacidad.

El proyecto se traduce en poder recibir, almacenar y regasificar GNL proveniente, por vía marítima, de diferentes exportadores. Éste tendría viabilidad a contar del año 2008. Consistiría en la construcción de un muelle de descarga, de estanques de almacenamientos, una planta regasificadora y gasoductos para conexión con redes de gasoductos existentes. La primera opción para construir el muelle de descarga es la bahía de Quintero, favorable por su ubicación cercana a los centros de consumo de la zona central. Se construirían 2 estanques de almacenamiento con una capacidad de 160.000 m³ cada uno, y una planta que permitirá regasificar hasta 15 millones de m³/día del combustible.

Inicialmente el proyecto tendría una planta con una capacidad de regasificación de 5 millones de m³/día de gas, para luego concretarse una ampliación hasta alcanzar una producción de 15 millones de m³/día del hidrocarburo. La inversión se estima en US\$ 250 millones para un Terminal con capacidad de producir 10 millones de m³/día.

La ENAP está liderando este proyecto y su labor principal es crear y coordinar un “pool” o grupo de consumidores, para obtener un tamaño mínimo de demanda. Con ello es posible licitar a una empresa el suministro de GNL a largo plazo para el volumen requerido. La licitación está orientada a las grandes compañías petroleras internacionales, quienes están integrados en la cadena de GNL, ya sea en exploración y producción, licuación, transporte, almacenaje y o Regasificación. ENAP espera participar en el proyecto a través de un contrato de compra de gas a largo plazo, con la sociedad que desarrolle el proyecto.

El Terminal de Regasificación de GNL permitirá contar con una nueva fuente de abastecimiento de gas natural que se sumará a las actualmente existentes.

Dentro de las empresas interesadas en el proyecto podemos contar a la empresa estadounidense Manning Group, que habría tenido contacto con ENAP, también han sostenido conversaciones con el gobierno distintos ministros de energía como el de Argelia y Australia, que han ofrecido su gas, así como también una serie de inversionistas Rusos.

El modelo a gran escala de la planta regasificadora que se instalaría en Quintero sería como se ve en la figura 6.9.

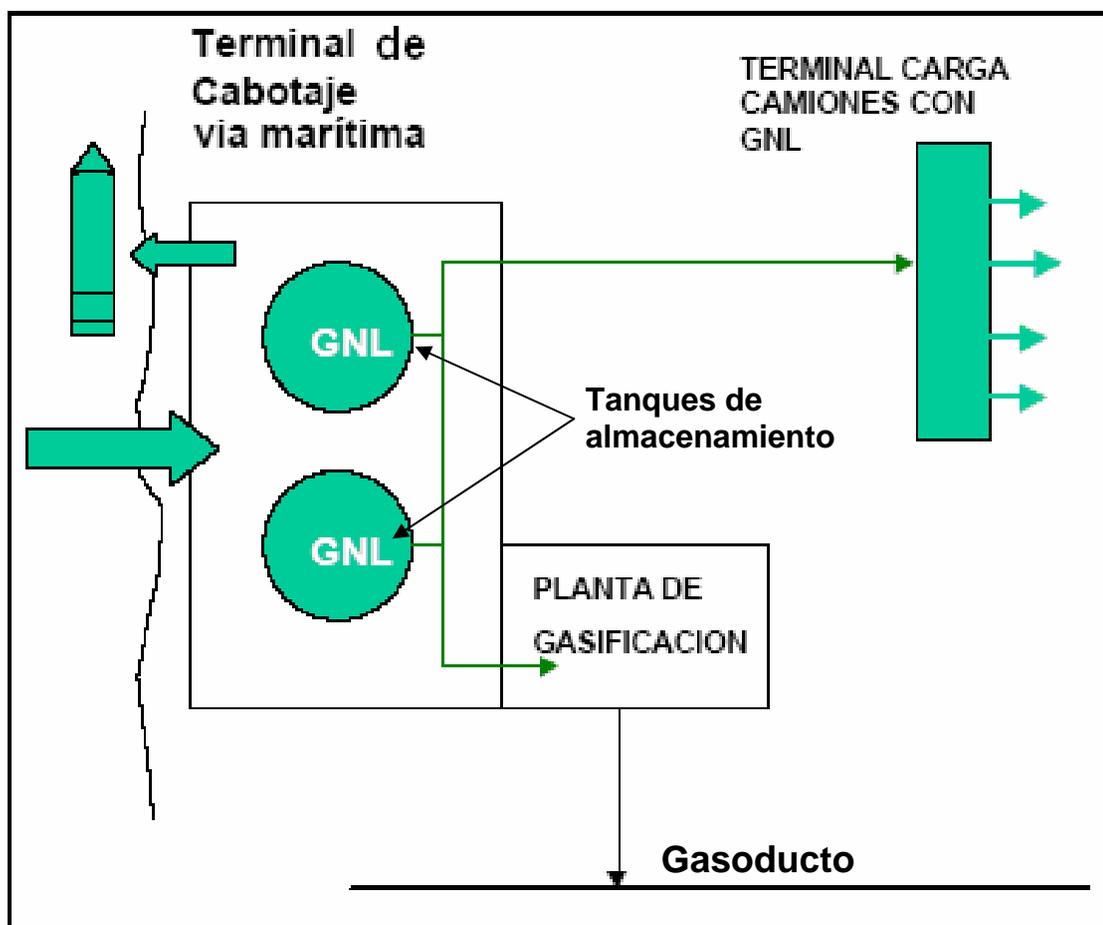


Figura N°6.9. Modelo de Terminal de GNL para Chile.

6.8.2. Descripción del proyecto en Mejillones, ubicación y capacidad.

El origen del proyecto del Terminal de GNL se basa en la necesidad de suministrar con gas natural licuado regasificado a cuatro centrales termoeléctricas ubicadas en el norte de Chile. Lo anterior es consecuencia de las crecientes restricciones en el suministro de gas natural proveniente de Argentina, las que se iniciaron en el año 2004 y han ido en aumento, dejando a las generadoras con sub-utilización de sus centrales e incertidumbre de suministro del combustible.

Las centrales que requieren de GNL regasificado son:

- ✓ Central Atacama, de Gasatacama Generación S.A., con 780 MW de capacidad.
- ✓ Central Mejillones 3, de Edelnor S.A, con 250 MW.
- ✓ Unidad 16 de Central Tocopilla, de Electroandina S.A., con 400 MW.
- ✓ Central Taltal, de Endesa Chile S.A., con 240 MW.

Las dos primeras están ubicadas en la bahía de Mejillones, y la tercera en Tocopilla; todas conectadas al SING. La cuarta central se ubica en Paposo y alimenta al SIC.

Esta capacidad de generación, que suma más de 1600 MW, es alimentada por los Gasoductos Atacama y Norandino, los cuales transportan el gas natural desde Argentina al norte de Chile.

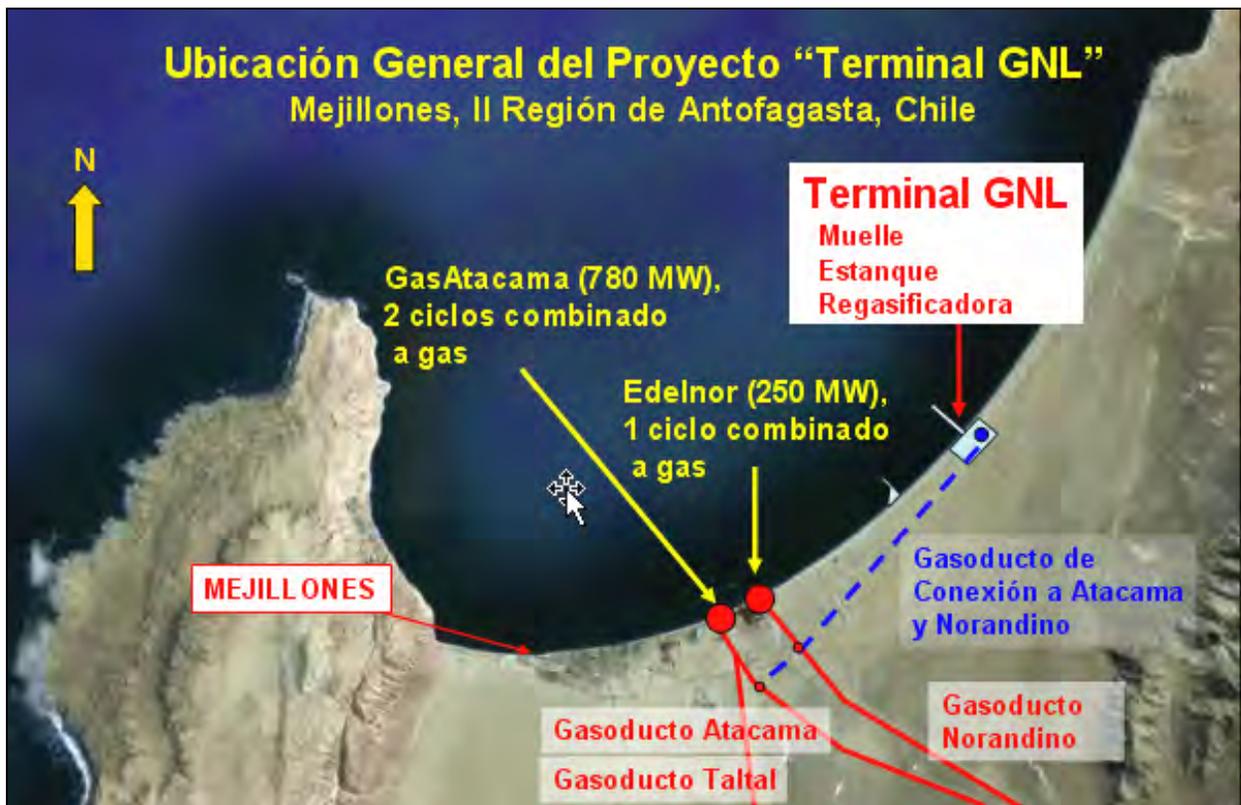


Figura N°6.10. Ubicación del Terminal de GNL en mejillones.

El proyecto del Terminal de GNL está previsto ser instalado en la bahía de Mejillones, dado que, además de ofrecer condiciones marítimas favorables, allí se encuentran dos de las centrales que utilizarán el GNL, y además llegan los dos gasoductos que permitirán transportar el GNL regasificado hacia las otras centrales y hacia los potenciales clientes mineros e industriales.

El proyecto consiste en la construcción de un Terminal de GNL en la bahía de Mejillones, II Región de Antofagasta, Chile, el cual tiene por objetivo permitir la recepción del GNL para su uso en centrales termoeléctricas existentes y eventualmente en otros usos industriales en esta zona.

El proyecto contempla las siguientes obras:

- ✓ Obras portuarias para recepción de barcos que transportan gas natural licuado, incluyendo las cañerías criogénicas.

- ✓ Un estanque criogénico de 160.000 metros cúbicos de capacidad instalado en la costa, con su equipamiento para mantener el GNL.
- ✓ Una planta de regasificación, para transformar el GNL en gas e inyectarlo a los gasoductos que conectan con las centrales termoeléctricas.

Dada la urgencia con que se requiere el GNL regasificado, se ha previsto dividir en dos etapas de puesta en servicio:

- ✓ La primera, llamada fast-track, consiste en que mientras se ejecutan las obras del estanque de GNL, se avance y concluya el muelle y los ductos que permitan recibir un barco que quede como estanque flotante de GNL. Esta es una solución transitoria, pues dicho gas será más caro, dado el costo de operación del barco-estanque, pero permite adelantar el suministro de gas y reducir el costo al dejar de producir energía con petróleo diesel. Esta etapa se estima tardaría 2 años en ejecutarse.
- ✓ La segunda etapa, corresponde a la conclusión del estanque de GNL de 160.000 m³ y su puesta en servicio, lo cual liberaría el barco-estanque y permitiría reducir el costo operacional. El conjunto de ambas etapas estaría listo entre 3 y 4 años más tarde.

Los estudios iniciales señalan una inversión total estimada entre 300 y 350 millones de dólares, lo cual dependerá principalmente de la magnitud de las obras marítimas en la bahía de Mejillones. La primera fase, que incluye el muelle y la planta regasificadora, ocupa un 50% de la inversión total.

Dependiendo de los niveles de generación eléctrica con GNL, se estima que se requerirían entre 4 y 8 millones de m³/día de gas, lo que implicará un flujo de entre 17 y 35 barcos de 140.000 m³ de GNL al año.

6.8.3. Rangos de precios: efectos en el precio de nudo.

Los proyectos de GNL no puede competir hoy en precios con el actual gas natural argentino, pero ese producto irá subiendo sus precios en igual medida que el yacimiento se vaya extinguiendo.

La cadena de costos que tendrá el GNL importado por vía marítima contempla los siguientes componentes:

- ✓ Gas en origen.
- ✓ Bombeo a la planta de licuación.
- ✓ Licuación a -162 °C y almacenamiento en lugar cercano al puerto.
- ✓ Embarque en la nave tanquera.
- ✓ Transporte marítimo.
- ✓ Descarga y almacenamiento en estado líquido, cercano al puerto.
- ✓ Regasificación.
- ✓ Bombeo e inyección a la red de gasoductos de distribución.

Sobre el tema de la elección de la empresa o país que se encargue de abastecer de GNL a la planta ubicada en el país hay que tener en consideración que los costos del gas son similares entre todos los productores, la diferencia la hará el costo de transporte que tenga el combustible, por lo que creemos que es mejor un productor que esté cerca de nuestro país. Camisea (ver pag. 217) puede ser una alternativa, pero el proyecto está recién en evaluación, por esto creemos que un abastecedor ideal sería alguien de la cuenca del Pacífico que está más a la mano de nuestro país, uno de estos países puede ser Indonesia.

En cuanto a precios cabe señalar que en general los precios de la cuenca del Atlántico han sido inferiores que los precios en la cuenca del Pacífico. En promedio los precios han sido de US\$ 4 por millón de BTU en el Pacífico y de US\$ 3 por millón de BTU en el Atlántico. Sin embargo, en el último tiempo estos precios han comenzado a converger.

Por los datos mencionados y recolectados, como el precio de este tipo de combustible en EE.UU. podemos llegar a la conclusión que el combustible costará en Chile unos US\$3.5 por millón de Btu, a lo que debemos agregar el costo de regasificación de US\$0.3 por MMBtu, con lo que el precio final para consumidores sería de US\$3.8 MMBtu, muy superior al precio del gas natural Argentino. Este precio puede variar debido a la variación en el precio del gas que se espera tener debido a la entrada de otros productores al mercado.

Sobre los efectos que tendrá esto sobre el precio de nudo, claramente hará subirlos, ya que según lo mencionado por algunas empresas del rubro eléctrico, si se quiere invertir en esta tecnología también se debe estar dispuesto a asumir los mayores costos que esto implica.

Adicionalmente, el rol del Gobierno es fundamental para garantizar el desarrollo de este tipo de proyectos: debe otorgar concesiones marítimas y entregar una serie de permisos requeridos para su materialización.

Por otro lado, se espera un incremento en el valor del precio del Metano, debido principalmente a:

- ✓ La gran cadena de costos de traer GNL por vía marítima.
- ✓ Los precios del suministro de gas natural proveniente de Argentina se incrementarán en parte por la mayor demanda interna que tiene este país y su estructura de precios, y por otra parte por los conocimientos que tienen estos acerca de la estructura de precios alternativa que tendría el mercado Chileno suministrado con GNL, de esta manera aumentará el poder negociador de los oferentes trasandinos, con una potencial subida de los precios.

6.8.4. Clientes.

Con el fin de llevar a cabo el proyecto y de obtener un tamaño mínimo de demanda y economías de escala, ENAP está coordinando la creación de un "pool" o grupo de consumidores, formado por ENAP y otros importantes demandantes de gas natural tales como distribuidores de gas y generadores eléctricos.

ENAP es un importante consumidor de gas natural y tiene un interés estratégico en asegurar su abastecimiento a mediano plazo a precios competitivos y de fuentes confiables. A partir de 2008, el consumo de gas natural de su filial ENAP Refinerías alcanzará aproximadamente 1,5 millones de metros cúbicos por día e irá en aumento de acuerdo con el desarrollo y crecimiento del mercado de consumo de combustibles. Al mismo tiempo, el desarrollo del proyecto GNL contribuye a la diversificación y a la estabilidad de las fuentes energéticas chilenas.

Además otras empresas que han mostrado interés en el proyecto y obtener combustible a través de éste han sido: Endesa, comprometiéndose a construir la central San Isidro II apoyado por este tipo de combustible. Metrogas, para así poder mantener y asegurar el abastecimiento de gas natural a la ciudadanía.

Por otra parte, no hay que olvidar que el gas natural que circula por la red de Metrogas y otras distribuidoras, que alimentan residencias, comercio e industrias, incluidas las

refinerías de ENAP, no se puede reemplazar por carbón. Y esa demanda es de 3 millones de m³/día, que es el piso del proyecto GNL. Esos 3 millones no tienen alternativa: o gas argentino o GNL.

Por otro lado algunas empresas han mostrado reticencia sobre el proyecto, el gerente general de Eléctrica Santiago, filial de AES Gener, quien tras analizar diversos escenarios que puede presentar el suministro de gas argentino y los valores de inversión y operación de las distintas tecnologías, concluyó que la construcción de centrales a gas natural con respaldo en diesel es más conveniente que el respaldo de GNL. El gerente general de Colbún, sostuvo que “no creemos adecuado que se tomen medidas para que adoptemos el gas natural licuado. Debe ser el mercado el que determine la tecnología más apropiada y conveniente para expandir la potencia del sistema eléctrico”.

6.8.5. ¿Es solución la construcción de Terminales de GNL a la actual crisis en Chile? ¿Lo volúmenes de consumo en Chile hacen rentable un proyecto de GNL?

El gas de la cuenca de Neuquén (Argentina) exportado a Chile es un producto en declinación, el consumo aumenta y no se han descubierto nuevas reservas, no porque no se haya explorado, sino porque es una cuenca muy madura que puede entregar reservas marginales. Ni ENAP, ni las distribuidoras de gas, ni las empresas eléctricas han conseguido nuevos contratos con compromisos de exportación a firme desde dicha cuenca por sobre los actuales compromisos. Por lo tanto, la única posibilidad de contar con gas natural para proyectos existentes o para nuevos proyectos, es el GNL.

Por esto y por la incertidumbre en que se encuentra el abastecimiento a Chile de gas desde Argentina, hace que se tenga que tomar medidas al respecto. La diversificación de la matriz energética Chilena es una buena alternativa si este proyecto logra ese objetivo a precios moderados. La tarea pendiente para ENAP y el gobierno es conseguir a los consumidores necesarios para que este proyecto sea viable, además de la modificación de los precios de nudo que quieren las empresas generadoras, para así poder invertir en este combustible.

Pero también han surgido críticas al respecto, según expertos, hoy existe una incertidumbre sobre qué fuente utilizar y qué tipo de tecnología, ello por exclusiva responsabilidad de los racionamientos de gas que han producido un atraso de un año

en materia de inversiones en Energía. Pero, qué ocurre si se restituyen los envíos de gas natural argentino o, incluso, se logra una importación de hidrocarburo boliviano. Esto provocaría una caída en el precio y haría peligrar las inversiones de los proyectos GNL. Por otro lado también se ve difícil que Argentina de un día para otro ofrezca excedentes de gas para exportarlos a Chile. Por esto creemos que una buena medida es asegurar un precio de nudo a largo plazo para así proteger las inversiones y por ende incentivar estas mismas.

Otra crítica que se plantea es que impedir la importación de más del 85% de combustible de un solo suministrador es una mala idea, lo único que hará será sustituir combustibles y a mayor precio, según voces disidentes. Esto no aseguraría el suministro eléctrico.

6.8.6. ¿Es Camisea una solución alternativa (GNL o gasoducto)?

Camisea es un proyecto de extracción y licuación de gas natural.

Según las últimas informaciones obtenidas, el gasoducto desde Camisea a territorio Chileno no está descartado, es más, se hace probable su construcción. Pero este gasoducto sería para alimentar al norte de nuestro país, al SING y no al SIC como se pensaba en un principio. De hecho algunos grupos energéticos del norte como Gas Atacama y Tractebel, han sostenido algunas reuniones en las que se planteó recurrir al gas natural peruano para cubrir las deficiencias del gas argentino.

Según estimaciones, un gasoducto desde Camisea de 1500 Kms. Demandaría una inversión de US\$ 700 millones, inversión que sería costeadada por los grupos eléctricos y grandes clientes que operan en el SING.

En cualquier caso, el ministro de economía chileno de aquel entonces declaró que este gasoducto no sería el reemplazo del proyecto GNL impulsado por el gobierno y en desarrollo por ENAP, sino que sería un complemento a éste. Según sus palabras, sería uno más dentro de la matriz de combustibles que usa Chile.

En realidad se cree que Camisea como gasoducto es una buena alternativa, pero para el SING, no para el SIC, ya que como se dijo antes, un gasoducto en tierra se hace más costoso que el GNL cuando sobrepasa los 3500 Kms., la distancia aproximada de Camisea a la zona central de Chile.



Figura N°6.11. Ubicación geográfica de Camisea (Perú).

CONCLUSIONES

Al estudiar el gas natural licuado, se observó que era un tema del cual no había muchos conocimientos y que involucraba a muchas variables. Estas variables comienzan desde la estructura química, la cual determina las cualidades físicas y químicas de los distintos tipos de combinaciones entre carbonos de hidrógeno, partiendo del más básico como el Metano como fuente de energía, que es la base fundamental de la extracción de mezclas de hidrocarburos.

Los estanques para metaneros, se han detallado para considerar todos los aspectos técnicos que se deben tener en cuenta y se han especificado los diseños de diversos tipos de estanques para éstos.

Con el objeto de destacar la complejidad del sistema operativo de los metaneros se han analizado diferentes aspectos del proceso de carga y descarga, así como los conocimientos específicos que debe tener de la tripulación de la nave, que debe poseer una preparación técnica especializada y una dedicación exclusiva al transporte de GNL.

Un aspecto importante que se deduce de este trabajo es el efecto de las temperaturas criogénicas sobre el material de construcción de los estanques, lo que obliga a la utilización de materiales especiales. Lo anterior no se presenta en petroleros, ya que su carga es transportada en estanques a temperatura ambiente o mucho más elevada que la que se usa para transportar GNL.

Con respecto al proyecto de GNL en Chile, vemos que el mercado de gas natural licuado (GNL) a nivel mundial se encuentra a muy bien pie, el crecimiento de éste es de un 7,8% anual, lo que es bastante considerable, muchos países se están adaptando para recibir este tipo de combustible, como nuestro país, Holanda, México, etc.

Una de las plantas de regasificación chilena estaría ubicada en la bahía de Quintero. Tendrá una capacidad inicial de procesamiento de $5 \text{ m}^3/\text{día}$, hasta llegar a los $15 \text{ m}^3/\text{día}$. El costo del proyecto es de US\$ 250 millones, que serían financiados por una empresa extranjera que se haga cargo del Terminal y recuperaría su inversión con las cuotas de gas vendidos.

El Terminal de regasificación de GNL en Chile es un proyecto ya aprobado por el gobierno en su afán de expandir la matriz energética Chilena, de hecho se hicieron las

modificaciones necesarias en la ley para que esto sea posible, sólo se está buscando al grupo de clientes para el combustible que haga viable el proyecto.

Como ya el abastecimiento de gas argentino igual que antes de la crisis es poco probable, se están buscando otras alternativas de energías, aparte del GNL, una de éstas sería un gasoducto desde la zona peruana de Camisea con el norte de Chile, para que alimente a las empresas generadoras del SING.

Algunos temas que se cree son importantes, pero que no se pudieron tratar de manera profunda, pueden ser discutidos a futuro sacando las conclusiones pertinentes.

Dentro de estos temas podemos encontrar:

La formación de un cartel de productores de gas natural, cerca de 15 países productores que se agruparon en el llamado Foro de Países Exportadores de Gas, lo que puede ser perjudicial para las aspiraciones de nuestro país.

El uso de otras energías, no tan “populares”, como lo son las energías renovables no convencionales. Algunas de las cuales ya funcionan en el país como la eólica. Hay que cuantificar el potencial de éstas y si son viables para su explotación.

ANEXOS**ANEXO I: Propiedades de algunos gases.****1) BUTANO.****a) Datos de fuego y explosión.**

- ✓ Punto de inflamación : -12°C.
- ✓ Punto de auto-ignición : 440°C.
- ✓ Peligro de explosión : Extrema al formar una mezcla explosiva con aire.
- ✓ Límites de inflamabilidad : 1,5-10% por volumen.

b) Datos químicos.

- ✓ Formula : C₄H₈.
- ✓ Familia química : Hidrocarburo.

c) Datos de reactividad.

- ✓ Agua dulce o salada : No reacciones peligrosas, puede congelarse para formar hielo o hidratos.
- ✓ Aire : No reacciona.
- ✓ Otros líquidos o gases : Posible reacción peligrosa con Cloro.

d) Datos físicos.

- ✓ Punto de ebullición a presión atmosférica : -6°C.
- ✓ Presión de vapor Bar (A) : -----
- ✓ Gravedad específica : 0,594 a 20°C.
- ✓ Coeficiente de expansión cúbica : 0,0022 por °C a 20°C.
- ✓ Punto de congelamiento : De -185°C a 106°C.
- ✓ Densidad relativa del vapor : 1.94.
- ✓ Peso molecular : 56,1 kg/K*mol.
- ✓ Entalpía (KJ/Kg) : No disponible.
- ✓ Calor latente de vaporización (KJ/Kg) : -----
- ✓ Generación electrostática : Si.

e) Condiciones de transporte.

- ✓ Condiciones normales de transporte : Presurizado. Totalmente refrigerado.
- ✓ Tipo de buque : 2G/2PG.
- ✓ Requiere tanque independiente : No.
- ✓ Control de vapor dentro de los tanques de carga: No.
- ✓ Detección de vapor : Detector de gas inflamable.
- ✓ Sondaje : Cerrada, indirecta o restringida.

f) Materiales de construcción.

- ✓ Incompatible : Ciertos plásticos, caucho natural.
- ✓ Compatible : Aluminio, recubrimientos inorgánicos de zinc, aceros dulces e inoxidables, polietileno.

2) METANO/GNL**a) Datos de fuego y explosión.**

- ✓ Punto de inflamación : -175°C aprox.
- ✓ Punto de auto-ignición : 595°C.
- ✓ Peligro de explosión : si.
- ✓ Límites de inflamabilidad : 5-16% por volumen.

b) Datos químicos.

- ✓ Formula : CH₄.
- ✓ Familia química : Hidrocarburo.

c) Datos de reactividad.

- ✓ Agua dulce o salada : No reacciones peligrosas, puede congelarse para formar hielo o hidratos.
- ✓ Aire : No reacciona.
- ✓ Otros líquidos o gases : Posible reacción peligrosa con Cloro.

d) Datos físicos.

- ✓ Punto de ebullición a presión atmosférica : -161°C.
- ✓ Coeficiente de expansión cúbica : 0,0026 a -165°C.
- ✓ Punto de congelamiento : -182 °C.
- ✓ Densidad relativa del vapor : 0,55.
- ✓ Peso molecular : 16,04 kg/K*mol.
- ✓ Entalpía (KJ/Kg) : -líquido, 29,3 a -165°C; 285,5 a -100°C
-vapor, 547,1 a -165°C; 588,3 a -100 °C.

e) Condiciones de transporte.

- ✓ Condiciones normales de transporte : Totalmente refrigerado.
- ✓ Tipo de buque : 3G.
- ✓ Requiere tanque independiente : No.
- ✓ Control de vapor dentro de los tanques de carga: Totalmente inertizados sin contenido de oxígeno.
- ✓ Detección de vapor : Detector de gas inflamable.
- ✓ Sondaje : cerrada o indirecta.

f) Materiales de construcción.

- ✓ Incompatible : aceros dulces.
- ✓ Compatible : acero inoxidable, cobre, aluminio, acero al níquel (al 9 o 36%).

3) NITROGENO.**a) Datos de fuego y explosión.**

- ✓ Punto de inflamación : No inflamable.
- ✓ Punto de auto-ignición : No inflamable.
- ✓ Peligro de explosión : No.
- ✓ Límites de inflamabilidad : Ninguno.

b) Datos químicos.

- ✓ Formula : N₂.

✓ Familia química : Gas noble.

c) Datos de reactividad.

✓ Agua dulce o salada : No reacciona, el nitrógeno no se disuelve en agua.

✓ Aire : no reacciona.

✓ Otros líquidos o gases : No reacciona.

d) Datos físicos.

✓ Punto de ebullición a presión atmosférica : -196 °C.

✓ Presión de vapor Bar (A) : 1,96 a -190 °C y 9,87 a 170 °C.

✓ Gravedad específica : 0,807 a -196 °C.

✓ Coeficiente de expansión cúbica : 0,005 por °C.

✓ Punto de congelamiento : -210 °C.

✓ Densidad relativa del vapor : 0.97.

✓ Peso molecular : 28,01 kg/K*mol.

✓ Entalpía (KJ/Kg) : -líquido, 30,07 a -196°C; 145,3 a -150°C
-vapor, 229 a -196°C; 217,7 a 150 °C.

✓ Calor latente de vaporización (KJ/Kg) : 198,9 a -196°C; 72,4 a -160°C.

✓ Generación electrostática : ninguna.

e) Condiciones de transporte.

✓ Condiciones normales de transporte : Totalmente refrigerado.

✓ Tipo de buque : 3G.

✓ Requiere tanque independiente : No.

✓ Control de vapor dentro de los tanques de carga: No.

✓ Detección de vapor : no requerido, es necesario un medidor de oxígeno para prevenir asfixia.

✓ Sondaje : cerrada o indirecta.

f) Materiales de construcción.

✓ Incompatible : aceros dulces.

✓ Compatible : acero inoxidable, cobre, aluminio.

4) **PROPANO.**

a) **Datos de fuego y explosión.**

- ✓ Punto de inflamación : -105°C.
- ✓ Punto de auto-ignición : 450°C.
- ✓ Peligro de explosión : El vapor puede formar una mezcla inflamable que, si es encendida, puede causar una explosión.
- ✓ Límites de inflamabilidad : 2-10% por volumen.

b) **Datos químicos.**

- ✓ Formula : CH₃H₈ (CH₃CH₂CH₃).
- ✓ Familia química : Hidrocarburo.

c) **Datos de reactividad.**

- ✓ Agua dulce o salada : Insoluble, no reacciones peligrosas, puede congelarse para formar hielo o hidratos.
- ✓ Aire : No reacciona.
- ✓ Otros líquidos o gases : Posible reacción peligrosa con Cloro.

d) **Datos físicos.**

- ✓ Punto de ebullición a presión atmosférica : -42 °C.
- ✓ Presión de vapor Bar (A) : 1,1 a -42°C y 4,8 a 0 °C.
- ✓ Gravedad específica : 0,58 a -42 °C.
- ✓ Coeficiente de expansión cúbica : 0,003 por °C a 15°C.
- ✓ Punto de congelamiento : -188°C.
- ✓ Densidad relativa del vapor : 1.55.
- ✓ Peso molecular : 44,1 kg/K*mol.
- ✓ Entalpía (KJ/Kg) : -líquido, 75 a -42°C.
-vapor, 178 a -42°C.
- ✓ Calor latente de vaporización (KJ/Kg) : 425 a -43°C; 348 a -20°C.
- ✓ Generación electrostática : -----

e) Condiciones de transporte.

- ✓ Condiciones normales de transporte : Presurizado. Totalmente refrigerado.
- ✓ Tipo de buque : 2G/2PG.
- ✓ Requiere tanque independiente : No.
- ✓ Control de vapor dentro de los tanques de carga: No más e un 2% de oxígeno.
- ✓ Detección de vapor : Detector de gas inflamable.
- ✓ Sondaje : cerrado, indirecto o restringido.

f) Materiales de construcción.

- ✓ Incompatible : Aceros dulces por debajo de 0°C.
- ✓ Compatible : Aceros dulces por sobre 0°C, acero inoxidable, aluminio.

ANEXO II: Tabla de gases refrigerantes.

No.	NOMBRE QUIMICO	FORMULA QUIMICA
Serie Metano		
10	Tetraclorometano (tetracloruro de carbono)	CCl ₄
11	Tricloromonofluorometano	CCl ₃ F
12	Diclorodifluorometano	CCl ₂ F ₂
13	Clorotrifluorometano	CClF ₃
20	Triclorometano (cloroformo)	CHCl ₃
21	Diclorofluorometano	CHCl ₂ F
22	Clorodifluorometano	CHClF ₂
23	Trifluorometano	CHF ₃
30	Diclorometano (cloruro de metileno)	CH ₂ Cl ₂
40	Clorometano (cloruro de metilo)	CH ₃ Cl
50	Metano	CH ₄
Serie Etano		
110	Hexacloroetano	CCl ₃ CCl ₃
113	1,1,2-triclorotrifluoroetano	CCl ₂ FCClF ₂
115	Cloropentafluoroetano	CClF ₂ CF ₃
123	2,2-Dicloro - 1,1,1-Trifluoroetano	CHCl ₂ CF ₃
134a	1,1,1,2-Tetrafluoroetano	CH ₂ FCF ₃
141b	1,1-Dicloro-1-fluoroetano	CH ₃ CCl ₂ F
150a	1,1-Dicloroetano	CH ₃ CHCl ₂
152a	1,1-Difluoroetano	CH ₃ CHF ₂
160	Cloroetano (cloruro de etilo)	CH ₃ CH ₂ Cl
170	Etano	CH ₃ CH ₃
Hidrocarburos		
290	Propano	CH ₃ CH ₂ CH ₃
600	Butano	CH ₃ CH ₂ CH ₂ CH ₃
600a	2-Metilpropano (isobutano)	CH(CH ₃) ₃
Compuestos Inorgánicos		
702	Hidrógeno	H ₂
704	Helio	He
717	Amoníaco	NH ₃
718	Agua	H ₂ O
720	Neón	Ne
728	Nitrógeno	N ₂
732	Oxígeno	O ₂
744	Bióxido de Carbono	CO ₂
764	Bióxido de Azufre	SO ₂
Mezclas Zeotrópicas		
400	R-12/114 (60/40)	
401A	R-22/152a/124 (53/13/34)	
401B	R-22/152a/124 (61/11/28)	
402A	R-22/125/290 (38/60/2)	
402B	R-22/125/290 (60/38/2)	
404A	R-125/143a/134a (44/52/4)	
407A	R-32/125/134a (20/40/40)	
407B	R-32/125/134A (10/70/20)	
407C	R-32/125/134a (23/25/52)	
408A	R-125/143a/22 (7/46/47)	
409A	R-22/124/142b (60/25/15)	
410A	R-32/125 (50/50)	
Mezclas Azeotrópicas		
500	R-12/152a (73.8/26.2)	
502	R22/115 (48.8/51.2)	
503	R-223/13 (40.1/59.9)	
507	R-125/143a (50/50)	

Tabla de gases refrigerantes

ANEXO III: Glosario.

1. ABS : American Bureau of shipping.
2. ACGIH : Conferencia Americana de higiene industrial.
3. AFNOR : Asociación Francesa de Normalización.
4. Algeria : Argelia (País del norte de Africa).
5. BOG : Boil Off Gas (Gas de evaporación).
6. Boil-off : Vaporización natural del gas natural licuado.
7. BTU : Unidades Térmicas Británicas.
8. Calor latente : Calor necesario para producir un cambio de estado.
9. °C : Grados Celsius.
10. CO₂ : Anhídrido de carbono.
11. Cool-Down : Operación de enfriamiento.
12. Criogénico : Que produce bajas temperaturas, o relativo a ellas
13. Drip Pands : Bandejas receptoras de material criogénico.
14. ENAP : Empresa nacional del petróleo.
15. ESD : Parada de emergencia (Emergency shutdown)
16. °F : Grados Fahrenheit.
17. GN : Gas natural.
18. GNL ó LNG : Gas natural licuado o Liquefield natural gas.
19. Interbarrier : Barrera interior de protección de los estanques de carga contra la intercambiabilidad de calor.
20. LPG : Gas licuado de petróleo.
21. m³ : Metros cúbicos.
22. N₂ : Nitrógeno.
23. Outerbarrier : Barrera exterior de protección de estanques de carga contra la intercambiabilidad de calor.
24. OMI : Organización Marítima Internacional.
25. Protocolo de Montreal : Tratado internacional para la protección de la capa de ozono.
26. PSI : Libras por pulgada cuadrada.
27. RELIEF : Descarga o alivio.
28. SIC : Sistema interconectado central.
29. SING : Sistema interconectado norte grande.
30. Sondaje : Medir la profundidad de un líquido en un recipiente.

- 31. SVR : Reglas ABS para la construcción y clasificación de buques de acero (Rules For Building and Classing Steel Vessels)
- 32. Thermal Bridge : Puente térmico.
- 33. TPM : Toneladas de peso muerto.
- 34. USCG : Guarda Costas de los Estados Unidos (United States Coast Guard).
- 35. Void Space : Espacio vacío.
- 36. Warm up : Operación de calentamiento.

BIBIOGRAFÍA

- IGC Code (Codigo internacional para la construcción y equipo para buques que transportan gases licuados a granel).
- ICS Tanker Safety Guide (Liquefied Gas).
- ICS Tanker Safety Guide (Chemicals).
- Guide for the Design and Operation of Liquefied Natural Gas (LNG) Carriers. RINA.
- GUIDE FOR PROPULSION SYSTEMS FOR LNG CARRIERS. ABS.
- GUIDANCE NOTES ON FIRE-FIGHTING SYSTEMS. ABS.
- Curso Modelo OMI 1.06 “Formación Avanzada Para Buques Tanque Gaseros”.
- Mercados Eléctricos: Gas Natural Licuado, Perspectivas del Abastecimiento a Chile. Benjamín González M., Rodrigo Álvarez A.
- Supplement to The Naval Architect “Gas Carriers: Design and Operation”.
- Fundamentos de Seguridad Marítima. F. Piniella, J.C. Macías, A.G. de la Cruz.
- RULES FOR BUILDING AND CLASSIN “STEEL VESSELS 2008”. ABS Parte 5C2.
- GAS CONCENTRATIONS IN THE INSULATION SPACES OF MEMBRANE LNG CARRIERS. SIGTTO.
- Convention SOLAS 73/78.
- GUIDE FOR INERT GAS SYSTEM FOR BALLAST TANKS. ABS.