

UNIVERSIDAD AUSTRAL DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA NAVAL



Universidad Austral de Chile
Conocimiento y Naturaleza

**OBTENCIÓN, RECEPCIÓN, MANEJO Y CONSUMO
DE COMBUSTIBLES A BORDO**

Tesis para optar al grado de
Licenciado en Ciencias de la Ingeniería.

PROFESOR PATROCINANTE
SR. MARIO LOAIZA OJEDA

JUAN IGNACIO GONZALEZ LONCON

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)	4,432
Nota de Examen	(Ponderada) (2)	1,350
Nota Final de Titulación	(1 + 2)	5,78

COMISION EXAMINADORA:

PROF. FREDY RIOS M.

DECANO



FIRMA

PROF. MARIO LOAIZA O.

EXAMINADOR

FIRMA

PROF. HECTOR LEGÜE L.

EXAMINADOR

FIRMA

PROF. ROBERTO CASANOVA E.

EXAMINADOR

FIRMA

PROF. MILTON LEMARIE O.

SECRETARIO ACADEMICO

FIRMA

Valdivia, DICIEMBRE 22 DE 2005

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.

Dedicatoria

Quisiera dedicar este trabajo a mi Madre Lidia, que ha sido y es la persona más importante en mi vida y que gracias a ella he logrado ser lo que soy y quien soy.

Agradecimientos

Quiero agradecer a toda mi familia, a mi Madre, a mis Hermanos Guillermo y Nelson, a mi Hermana Pía, y a mis sobrinos quienes siempre han estado conmigo y que me han apoyado durante mi vida universitaria.

También quisiera agradecer a todos mis compañeros y amigos que conocí durante mi periodo en la universidad, tanto en mi carrera como en el Hogar Huachocopihue Masculino.

Quisiera dar también un agradecimiento especial a mi polola Marjorie, quien ha estado conmigo estos últimos cuatro años dándome su Amor y apoyo.

Resumen

En este trabajo se presenta una recopilación bibliográfica y documental, acerca de los procesos realizados al petróleo crudo para la obtención de los diferentes tipos de combustibles, con un especial énfasis a la obtención de los petróleos de uso naval.

Se detallarán algunos aspectos de la composición química del petróleo, así como sus aplicaciones en los diferentes ámbitos de la industria en general. Se realizará un seguimiento completo al proceso de refinado partiendo desde la localización de yacimientos y la explotación de estos, hasta el proceso mismo de refinado y el posterior transporte de los productos derivados de este proceso.

Dentro de los combustibles obtenidos en los procesos de refinación, se detallarán las características de los combustibles residuales de uso naval como el IFO 180 e IFO 380, que son los mayormente utilizados en la actualidad en los motores propulsores, así como los combustibles destilados tales como el Marine Diesel Oil (MDO) y el Marine Gas Oil (MGO), utilizados mayormente en motores generadores y en los motores propulsores durante las faenas de zarpe y atraque a puerto.

Finalmente se describirán los procedimientos de recepción y manejo de los combustibles a bordo, así como la preparación y adecuación de estos antes de su consumo y los problemas típicos que ocurren en el motor debido al consumo continuo de estos combustibles.

Summary

In this research, there is a bibliographic and documentary compilation about the processes made to the crude oil in order to get different types of fuels, with a special emphasis on the obtaining of the fuel of naval use.

Some of the aspects of the chemical composition of oil will be explained, and there will also be an explanation about its uses in different parts of the industry. There is a full monitoring of the refined process, starting with the localization of the oilfield and the exploitation of these, until the refined process itself and later the transporting of products obtained from this process.

Among the fuels obtained from the process of refining, some characteristics of the residual fuels in the naval use such as the IFO 180 and the IFO 380 will be detailed. These are mainly used in propulsive engines nowadays. There are also distillate fuels such as the Marine Diesel Oil (MDO) and the Marine Gas Oil (MGO), which are mainly used in generators and the propulsive engines in the manoeuvres of docking and weighing anchor of the ports.

Finally, the procedures of reception and uses of fuels aboard will be described and also the preparation and the adaptation of these, before their consumption and the typical problems that happen to the engine because of the continuous of these fuels.

Introducción

El funcionamiento del motor de combustión interna, es uno de los eventos indispensables para el movimiento de los buques y el movimiento del mundo moderno en general. Para lograr este funcionamiento no solo se necesita el motor como maquinaria de automoción, se necesita además de los combustibles quienes aportan su energía química en el proceso de combustión, transformándose en energía calórica y mecánica.

Los combustibles son obtenidos del petróleo crudo, que es la materia prima para la creación de estos. Pero el petróleo en su estado natural no es apto para el consumo inmediato de ningún tipo de motor, es necesario refinarlo para así obtener de él los diferentes tipos de combustibles que se consumen hoy en día, así como los combustibles navales.

Es así que en este trabajo se indican los diferentes procesos de refinado y obtención de los combustibles derivados del petróleo, en especial los combustibles de uso naval. Por consiguiente, los objetivos que se plantean para esta tesis son:

- Describir los diferentes procesos utilizados en la refinación del petróleo crudo, así como la ingeniería aplicada a estos.
- Describir los procesos de obtención de los combustibles residuales y destilados de uso naval.
- Describir los procedimientos de recepción y manipulación de los combustibles a bordo.
- Señalar y describir los procesos utilizados a bordo para la adaptación de los combustibles antes de ser utilizados.
- Describir los factores que causan un mal funcionamiento del motor por causa de los combustibles.
- Señalar los principales problemas acarreados en los motores a causa de la utilización de los combustibles.
- Indicar la importancia de la utilización de un combustible adecuado en el motor.
- Señalar las características de consumo de los combustibles, tales como temperatura y presión de inyección.
- Exponer la responsabilidad de el o los ingenieros a bordo, encargados de la manipulación y adecuación de los combustibles.

Índice

	Página
Resumen.	
Summary.	
Introducción.	
Índice.	
Capítulo I: Generalidades sobre los combustibles.	1
1.1- Definiciones generales sobre los combustibles.	1
1.2- Reseña histórica de la industria petrolera.	1
1.3- Origen del Petróleo Crudo.	4
1.4- Composición Química del Petróleo Crudo.	5
1.5- Características y Propiedades de los combustibles.	10
1.5.1- Viscosidad.	10
1.5.2- Viscosidad Absoluta.	11
1.5.3- Viscosidad Cinemática.	11
1.5.4- Peso Específico y Densidad API.	11
1.5.5- Residuo Carbonoso o Carbón Conradson.	12
1.5.6- Azufre.	13
1.5.7- Punto de Inflamación.	13
1.5.8- Punto de Combustión.	14
1.5.9- Punto de Fluidez o Esgurrimiento.	14
1.5.10- Agua y Sedimentos.	15
1.5.11- Cenizas.	15
1.5.12- Inestabilidad.	15
1.5.13- Poder Calorífico.	16
1.6- Aplicaciones de los combustibles.	18
Capítulo II: Extracción y Refinación del Petróleo Crudo	21
2.1- Métodos para la exploración y localización de yacimientos.	21
2.1.1- Métodos de exploración.	21
2.1.1.1- Métodos superficiales (Geofísicos).	22
2.1.1.1.1- Gravimetría.	22
2.1.1.1.2- Magnetometría.	23
2.1.1.1.3- Sismografía.	24
2.1.1.1.4- Métodos eléctricos.	25

2.1.1.1.5- Métodos de exploración marina (Offshore).	26
2.1.1.2- Métodos de exploración en profundidad (Geoquímicos).	26
2.1.2- Resultados de la exploración.	26
2.2- Perforación de los pozos.	27
2.2.1- Perforación por percusión.	28
2.2.2- Perforación por rotación.	28
2.3- Extracción del petróleo.	31
2.3.1- Extracción primaria (natural y artificial).	33
2.3.1.1- Empuje por gas disuelto (Dissolved gas drive).	33
2.3.1.2- Empuje de una capa de gas (Gas-cap drive).	33
2.3.1.3- Empuje hidrostático.	33
2.3.1.4- El bombeo mecánico.	34
2.3.1.5- Extracción con gas (Gas lift).	34
2.3.1.6- Bombeo con accionar hidráulico.	35
2.3.1.7- Pistón accionado a gas (Plunger lift).	35
2.3.1.8- Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible.	35
2.3.1.9- Bomba de cavidad progresiva.	35
2.3.2- Extracción secundaria.	35
2.3.2.1- Inyección de agua (Water drive).	35
2.3.2.2- Reinyección de gas (Gas drive).	36
2.3.2.3- Drenaje con agua caliente o vapor.	36
2.4.- El Petróleo en Chile.	36
2.5.- Transporte del petróleo.	40
2.5.1- Transporte hasta la refinería.	40
2.5.1.1- Separación de gases.	41
2.5.1.2- Deshidratación.	41
2.5.2- Transporte a través del mundo.	42
2.5.2.1- La problemática de la Contaminación y la Normativa Internacional	43
2.6- Comercio del petróleo.	52
2.7- Reservas mundiales de petróleo y su proyección.	54
2.8- Refinado del petróleo crudo.	55
2.8.1- Factores que intervienen en el destilado de los petróleos.	56
2.8.1.1- Intervalo de Ebullición del petróleo.	56
2.8.1.2- Estabilidad del petróleo crudo con respecto al calor.	57
2.8.2- Productos de refinería.	58
2.8.3- Proceso de refinación del petróleo crudo.	60
2.8.3.1- Decantación en tanques de almacenamiento.	61

2.8.3.2- Desalado del petróleo crudo.	61
2.8.3.3- Dosificación de Hidróxido de Sodio	64
2.8.3.4- Fundamentos del proceso de destilación atmosférica y al vacío.	65
2.8.3.5- Parámetros termodinámicos que gobiernan la destilación atmosférica	66
2.8.3.6- Proceso de Topping o de destilación primaria.	67
2.8.3.7- Proceso de destilación al Vacío o secundaria	70
2.8.3.8- Proceso de Cracking	74
2.8.3.8.1- Cracking Térmico.	74
2.8.3.8.2- Cracking Catalítico.	76
2.8.3.9- Otros procesos de refinado.	77
2.8.3.9.1- Desintegración.	77
2.8.3.9.2- Reformación de Gasolinas.	77
2.8.3.9.3- Hidrotratamientos.	79
2.8.3.9.4- Hidrogenación-Deshidrogenación.	80
2.8.3.9.5- Oxidación.	80
2.8.3.9.6- Alquilación.	80
2.8.3.9.7- Isomerización.	80
2.9- Precios del petróleo en el mercado Nacional e Internacional.	83
Capítulo III: Combustibles navales, transporte y recepción en buques.	88
3.1- Combustibles Navales y sus características.	88
3.1.1- Aluminio.	92
3.1.2- Contenido de Vanadio.	92
3.1.3- Índice de Cetano.	92
3.1.4- Índice Diesel.	93
3.2- Tipos de motores utilizados en los barcos y sus características.	93
3.2.1- Motor Propulsor.	93
3.2.2- Motores Auxiliares.	96
3.3- Transporte desde la refinería hacia el buque.	98
3.3.1- Transporte con barcaza.	98
3.3.2- Transporte con camiones cisterna.	99
3.4- La faena de combustible.	99
3.4.1- Cuidados en la faena de combustibles.	100
3.4.2- Listas de verificación o “Check List”.	107
3.4.3- SOPEP.	111
3.5- Certificado IOPP.	114

Capítulo IV: Manejo y consumo del combustible a bordo.	116
4.1- Estabilidad de los combustibles residuales.	116
4.2- Deterioro de los petróleos combustibles.	117
4.3- Principales problemas en el manejo de combustibles a bordo.	118
4.3.1- Problemas antes de la combustión (transporte y almacenamiento).	118
4.3.1.1- Corrosión.	118
4.3.1.2- Fango.	118
4.3.1.3- Microorganismos.	119
4.3.1.4- Agua.	119
4.3.1.5- Ceras.	119
4.3.1.6- Asfaltenos.	119
4.3.1.7- Compatibilidad.	120
4.3.1.8- Centrifugación.	120
4.3.2- Problemas antes y después de la combustión.	121
4.3.2.1- Corrosión por baja temperatura.	122
4.3.2.2- Corrosión por alta temperatura.	123
4.3.2.3- Retardo en la combustión.	124
4.4- Tratamientos y cuidados en el manejo de los combustibles.	125
4.4.1- Generalidades en el manejo de los combustibles.	125
4.4.1.1- Estanque de almacenamiento.	126
4.4.1.2- Estanque de decantación.	126
4.4.1.3- Filtros.	128
4.4.1.4- Calentadores y serpentines de calefacción del combustible.	128
4.4.1.5- Separadores de combustible.	131
4.4.1.6- Estanque de servicio.	131
4.4.1.7- Calentamiento de pre-inyección.	132
4.4.1.8- Recirculación de combustible.	133
4.4.2- Operación de los separadores centrífugos.	133
4.4.2.1- Operación del separador como purificador.	138
4.4.2.2- Operación del separador como clarificador.	141
4.4.3- Métodos de separación.	143
4.4.3.1- Operación de separación en serie.	143
4.4.3.2- Operación de separación en paralelo.	145
4.5- Ensayos realizados a bordo y en laboratorios para determinar la calidad de los petróleos combustibles.	146
4.5.1- Ensayos a bordo.	146

4.5.2- Cromatografía.	147
4.5.3- Ensayos de laboratorio.	149
4.6- Características finales de consumo.	150
4.6.1- Temperatura mínima de bombeo.	150
4.6.2- Temperatura y viscosidad de inyección.	151
4.6.3- Presión de inyección.	153
4.7- Unidades de mezclado de combustibles (Unidades Blender).	156
4.8- Tratamientos de fangos y desechos productos del manejo de combustibles a bordo, según MARPOL.	159

Conclusiones.

Anexos.

Glosario.

Bibliografía.

Capítulo I “Generalidades sobre los Combustibles”.

1.1- Definiciones generales sobre los combustibles.

Según la “teoría del triángulo del fuego”, el “combustible” es uno de los tres elementos que se necesitan para generar un proceso de combustión (los otros dos son: el oxígeno o comburente que se encuentra presente en el aire, y el calor). De acuerdo a esto, se puede definir el concepto de “combustibles” como cualquier materia o sustancia que en presencia de calor y oxígeno se oxida, desprendiendo y entregando su energía química elemental en forma de energía calórica al medio que lo rodea.

Cabe agregar que además de la “teoría del triángulo del fuego”, existe otra teoría que es la denominada “teoría del tetraedro del fuego”, en la cual se hace mención a un cuarto elemento que interviene en el proceso de combustión, y que es la llamada “reacción en cadena”, y en cuyo caso, el combustible pasaría a ser uno de los cuatro elementos que componen a esta teoría.

Los combustibles a su vez se dividen de acuerdo al estado en que se encuentran en sólidos (Madera, carbón mineral, Lignito, etc.), gaseosos (Metano, Etano, Propano, etc.), y líquidos (Kerosene, Gas Oil, Metanol, Etanol, etc.).

Los combustibles líquidos y gaseosos provienen en su gran mayoría de la destilación y refinación del Petróleo crudo, que es la materia prima esencial para la obtención de este tipo de combustibles, ya que el petróleo crudo en su estado natural no se encuentra apto para ser utilizado de inmediato como combustible, salvo en pocas ocasiones en que en el yacimiento se encuentra una mezcla de petróleo crudo con gas natural o gas natural solamente el cual si es apto para su consumo inmediato.

En la actualidad los combustibles derivados del petróleo crudo son los más demandados a nivel mundial, y es tal su participación en la vida diaria del hombre que se dice que es el energético más importante en la historia de la humanidad. El petróleo crudo es un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

1.2- Reseña histórica de la industria petrolera

Históricamente la leña fue la primera fuente de energía para el ser humano, y la más importante durante la mayor parte de su historia. Era muy asequible y abundante encontrándose alrededor de todo el mundo. En los tiempos antiguos también se usaban algunas otras fuentes de energía pero que solo se encontraban en zonas puntuales, entre ellos se

encontraban: asfalto, carbón y turba de depósitos superficiales, y petróleo procedente de filtraciones de yacimientos subterráneos. La historia registra el uso del petróleo por los antiguos que lo transformaban con fines farmacéuticos y cuyos derivados se empleaban para calafatear las naves, como morteros estancos al agua, etc.

La situación cambió en la edad media a medida que la leña se empezó a utilizar en la fabricación de carbón vegetal, que se empleaba para obtener metales a través de sus menas. A medida que se talaban los bosques y disminuía la cantidad de leña disponible, en los comienzos de la Revolución Industrial, el carbón vegetal fue sustituido en la obtención de metales por el coque procedente del carbón. El carbón que también se empezó a utilizar para propulsar las máquinas a vapor, se fue convirtiendo en la fuente de energía dominante a medida que avanzaba la revolución industrial.

Tradicionalmente, se sitúa en el año 1859 el origen de la industria petrolera con la perforación del famoso pozo Edwin Laurentine Drake (1819 – 1880), que reveló los ricos yacimientos de Pennsylvania. La industria petrolera estadounidense creció rápidamente, y surgieron numerosas refinerías para fabricar productos derivados del petróleo crudo. Las compañías petroleras empezaron a exportar su principal producto el kerosene, empleado para la iluminación, a todas las zonas del mundo, aunque pronto tuvo su primer obstáculo al aparecer la luz eléctrica.

Sin embargo a finales del siglo XIX, el desarrollo de los primeros modelos de motores de combustión interna y la aparición del automóvil creó un nuevo y enorme mercado para otro de los derivados del petróleo, la gasolina. Junto con ello un tercer producto, el gasóleo de calefacción, comenzó a sustituir al carbón en muchos mercados energéticos.

Las compañías petroleras en su mayoría estadounidenses, encontraron inicialmente reservas de crudo mucho mayores en Estados Unidos que en otros países. Esto hizo que las compañías petroleras de otros países (sobre todo Gran Bretaña, Países Bajos y Francia), empezaran a buscar petróleo en otras partes del mundo, especialmente en oriente próximo. Los británicos iniciaron la explotación del primer campo petrolífero en esa zona (concretamente en Irán) justo antes de la Primera Guerra Mundial. Durante la guerra la industria petrolera estadounidense produjo dos tercios del suministro mundial de petróleo a partir de yacimientos nacionales, e importó un sexto desde México. Al final de la Primera Guerra Mundial, y antes del descubrimiento de los productivos campos del este de Texas, Estados Unidos, con sus reservas afectadas por el esfuerzo bélico, se convirtió en un importador neto de petróleo durante algunos años.

A lo largo de las tres décadas siguientes, con el apoyo ocasional del gobierno federal de Estados Unidos, las compañías petroleras de ese país se expandieron con enorme éxito por el resto del mundo. En 1955, las cinco principales compañías de petróleo de Estados Unidos, producían dos tercios del petróleo del mercado mundial (Sin incluir Canadá y la ex Unión

Soviética.). Dos compañías británicas casi un tercio, mientras que los franceses sólo producían una quincuagésima parte. En conjunto las principales compañías petroleras de Estados Unidos y Gran Bretaña proporcionaban al mundo cantidades cada vez mayor de petróleo barato procedente de las enormes reservas de Oriente Próximo. El precio internacional en aquella época era de aproximadamente un dólar por barril de crudo, siendo Estados Unidos prácticamente autosuficiente, y sus importaciones estaban limitadas por una cuota muy pequeña.

Dos grupos de acontecimientos simultáneos transformaron ese suministro seguro de petróleo barato en un suministro inseguro de petróleo caro. En el año 1960, indignados por los recortes de precios unilaterales llevados a cabo por las grandes compañías petroleras estadounidenses y británicas, los gobiernos de los principales países exportadores de petróleo (Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait) formaron la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)¹ para intentar evitar mayores recortes en el precio que recibían por su petróleo. Finalmente lo consiguieron, pero durante una década no lograron subir los precios. Mientras tanto, el aumento del consumo de petróleo, sobre todo en Europa y Japón, donde el petróleo desplazó al carbón como fuente primaria de energía, provocó una enorme expansión de la demanda de productos del petróleo.

El año 1973 marco el final de la era del petróleo seguro y barato. En Octubre, y como resultado de la guerra entre árabes e israelíes, los países árabes productores de petróleo, recortaron su producción y embargaron el suministro de crudo a Estados Unidos y los Países Bajos. Aunque el recorte árabe representaba una pérdida de menos del 7 % del suministro mundial, provocó el pánico de las compañías petroleras, los consumidores, los operadores del petróleo y algunos gobiernos. Cuando unos pocos países productores comenzaron a subastar parte de su crudo se produjo una puja desenfrenada que alentó a los países de la OPEP, que por entonces eran ya 13, a subir el precio de su petróleo a niveles hasta 8 veces superiores a los precios de pocos años antes. El panorama petrolero mundial se calmó gradualmente, ya que la recesión económica mundial provocada por el aumento de los precios del petróleo recortó la demanda de crudo. Entretanto, la mayoría de los países miembros de la OPEP se hicieron con la propiedad de los campos petrolíferos situados en sus países.

En 1978 comenzó una segunda crisis del petróleo cuando, como resultado de la revolución que acabó derrocando al Sha de Irán, la producción y exportación iraní de petróleo cayeron a niveles casi nulos. Como Irán había sido un gran exportador, el pánico volvió a cundir entre los consumidores. Una repetición de los eventos de 1973, incluidas las pujas desorbitadas, volvió a provocar la subida de los precios de crudo en 1979. El estallido de la guerra entre Irán e Irak en 1980 dio un nuevo impulso a los precios del petróleo. A finales de 1980 el precio del crudo era 19 veces superior al de 1970.

¹ Actualmente la OPEP esta formada por 11 países: Arabia Saudita, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela.

Los elevados precios del petróleo volvieron a provocar una recesión económica mundial y dieron un fuerte impulso a la conservación de energía; a medida que se reducía la demanda de petróleo y aumentaba la oferta, el mercado del petróleo se fue debilitando. El crecimiento significativo en la oferta de petróleo procedente de países ajenos a la OPEP, como México, Brasil, Egipto, China, la India y los paises del Mar del Norte, hizo que los precios del crudo cayeran aun más. En 1989 la producción soviética alcanzo los 11,42 millones de barriles diarios y supuso el 19,2 % de la producción mundial de aquel año.

A pesar que los precios internacionales se han mantenido bajos desde 1986, la preocupación por posibles trastornos en el suministro ha seguido siendo el foco de la política energética de los países industrializados. Las subidas a corto plazo que tuvieron lugar tras la invasión iraquí a Kuwait reforzaron esa preocupación. Debido a sus grandes reservas, Oriente Próximo seguirá siendo la principal fuente de petróleo en el futuro previsible, con una reserva estimada en aproximadamente un 60 % de la reserva mundial de petróleo.

1.3- Origen del Petróleo crudo

Existen varias teorías que explican la formación del petróleo, sin embargo todas ellas se pueden agrupar en dos teorías que son las que más predominan al momento de referirnos a la formación del petróleo. Estas teorías son:

- a) La teoría mineral (De Mendelejeff)
- b) La teoría orgánica (De Engler – Kramer)

La primera atribuye el nacimiento del petróleo a la acción del agua sobre ciertos carburos metálicos, análoga a la formación del Acetileno y Metano por la combinación del agua con el carburo de calcio. La presión y la temperatura originaron luego otras reacciones y polimerizaciones formando los otros componentes del petróleo.

La teoría orgánica explica la formación del petróleo por la descomposición de los restos de gran cantidad de animales y organismos marinos (principalmente peces y algas). Esta ultima teoría es la que en la actualidad se tiene por cierta, ya que las observaciones geológicas y los experimentos de laboratorio la confirman.

Se supone que en eras geológicas muy antiguas (periodos Paleozoico y Terciario), las transformaciones de la corteza terrestre, traducidas en levantamientos y hundimientos del terreno, dejaron incomunicados algunos trozos de los mares entonces existentes, dando lugar a lagos de agua marina, donde la vida de peces, algas, anfibios y otros organismos marinos, continuaba con la extraordinaria fecundidad de aquellas épocas, al mismo tiempo que la evaporación producía una concentración del agua cada vez más intensa. Por consecuencia de ella al cabo de los siglos perecieron todas las clases de flora y fauna allí existentes y sus restos

acumulados en los fondos de aquellos mares sufrieron una descomposición húmeda dejando sólo las materias grasas y ceras difícilmente descomponibles, que al ser cubiertas con terrenos de sedimentación, fueron sometidas durante muchísimo tiempo a la acción combinada del intenso calor y presión de la tierra, factores a los que se atribuye el último período del proceso.

El petróleo se encuentra en terrenos de diferentes periodos geológicos, pero preferentemente en el paleozoico y terciario, dentro de las etapas de formación caracterizadas por intensos desplazamientos de la superficie terrestre (plegamientos, alzamientos, etc.). El movimiento tectónico facilita la sedimentación, desecación de las tierras y formación de estratos arcillosos y pizarros que sirven de cubierta y bajo cuya acción y calor tuvo lugar lentamente la formación de hidrocarburos. Al comenzar la era cuaternaria los movimientos geológicos convulsionaron la corteza terrestre y configuraron nuevas montañas, la cordillera de los andes entre ellas. Los estratos sedimentarios se plegaron y el petróleo migró a través de las rocas porosas, como las areniscas, hasta ser detenidas por anticlinales, que son pliegues con forma de A mayúscula, y por fallas que interrumpieron la continuidad de los estratos. Por esta causa se encuentran yacimientos en las proximidades de grandes cadenas montañosas (Montañas rocosas, México, Norte del Cáucaso, Venezuela, Argentina, etc.) o bien en las grandes depresiones entre cordilleras de plegamiento (California, Arabia Saudita, Irak, Indochina, etc.).

En la mayoría de los casos, el petróleo se aloja en grandes cavidades o bolsas de la corteza terrestre y que es donde se formó; estas cavidades o grutas se encuentran a muy distintas profundidades, desde 500 a 2000 m., adonde es preciso llegar por perforación del terreno.

1.4- Composición Química del Petróleo crudo

La mayor parte de los compuestos encontrados en el petróleo están formados por los llamados Hidrocarburos, que están constituidos por hidrógeno y carbono. Además de estas sustancias se hallan presentes también otros compuestos que contienen pequeñas cantidades de azufre, oxígeno y nitrógeno. Las operaciones físicas del proceso de refinación tales como la vaporización, el fraccionamiento y la refrigeración están en gran parte regidas por las propiedades de los hidrocarburos, ya que estos constituyen la parte principal del petróleo, pero las operaciones químicas, como el tratamiento y el filtrado, están regidas a la presencia de compuestos de azufre, oxígeno y nitrógeno, y en cierto grado a las pequeñas cantidades de hidrocarburos reactivos que pueden estar presentes.

El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido muy poco viscoso, como la gasolina, hasta un líquido tan espeso que apenas fluye, como por ejemplo el alquitrán. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural. La composición

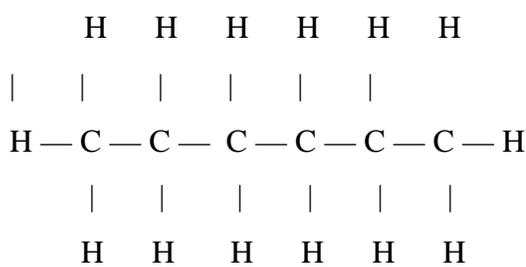
química del petróleo varía según el lugar donde se obtiene y es muy improbable encontrarnos con dos crudos exactamente iguales.

La composición elemental del petróleo normalmente está comprendida dentro de los siguientes intervalos:

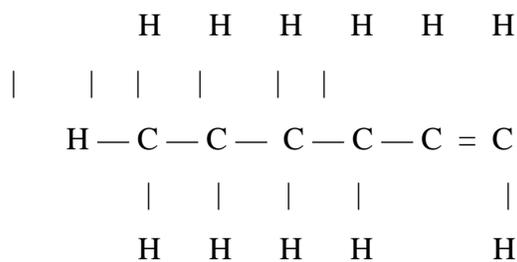
Elemento	Peso (%)
Carbono	84 – 87
Hidrógeno	11 – 14
Azufre	0 – 2
Nitrógeno	0,2

La composición de los hidrocarburos se estudia en base a las llamadas “Series de Hidrocarburos”, de las cuales muchas se encuentran ya presentes en el petróleo crudo y otras se producen por cracking e hidrogenación. Entre las series que se consideran identificadas en el petróleo, están las que tienen fórmulas tipos: C_nH_{2n+2} , C_nH_{2n} , C_nH_{2n-2} , C_nH_{2n-4} , C_nH_{2n-6} , C_nH_{2n-8} , C_nH_{2n-10} , C_nH_{2n-14} y C_nH_{2n-20} .

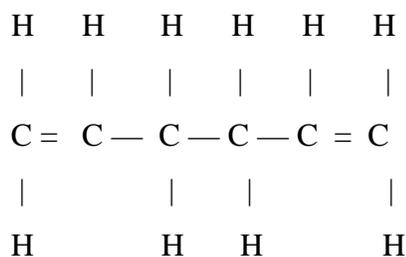
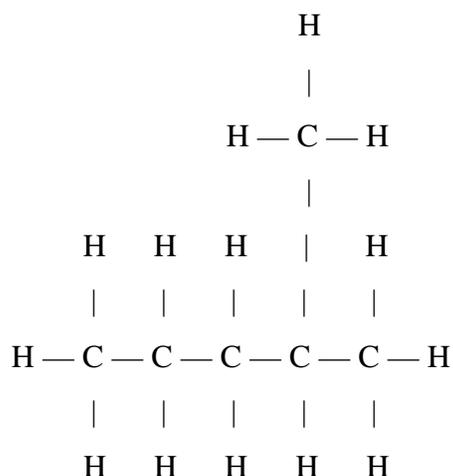
De las numerosas series de hidrocarburos que existen en el petróleo, (Según técnicos autorizados en la materia, se estima que existen más de 3000 compuestos en el petróleo en su estado crudo) las más conocidas y estudiadas son las series parafínica, olefínica, nafténica, aromática, diolefínica, y acetilénica. A continuación se muestran algunos ejemplos de las formas estructurales de estos tipos de compuestos.



a) Hexano normal, C_6H_{14}



b) Hexeno normal, C_6H_{12}

c) Hexadieno - 1, 5, C_6H_{10} d) 2 Metilpentano, C_6H_{14}

La serie parafínica, cuya fórmula es del tipo $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, se caracteriza por su gran estabilidad. Los nombres de cada miembro de esta serie terminan en -ano, es decir, metano, etano, hexano, hexadecano por dar algunos ejemplos. A temperatura ambiente, estos productos, no son afectados por el ácido sulfúrico, álcalis concentrados, ácido nítrico, ni por el poderoso oxidante ácido crómico.

La serie olefínica o etilénica, con fórmula tipo C_nH_{2n} , está formada por hidrocarburos no saturados, es decir, que los miembros de esta serie se pueden unir en forma directa con otros elementos tales como el cloro, el bromo, ácido clorhídrico, ácido sulfúrico, sin desplazar un átomo de hidrógeno. Los nombres de estos hidrocarburos terminan en -eno, como eteno (etileno), propeno (propileno), y buteno (butileno). Los compuestos no saturados reaccionan y se disuelven en ácido sulfúrico y pueden así ser extraídos de los petróleos.

La serie nafténica, con fórmula C_nH_{2n} , tiene la misma fórmula tipo que la serie olefínica, pero sus propiedades son totalmente diferentes. Los naftenos son compuestos saturados y las olefinas son no saturadas, estas últimas pueden reaccionar por combinación directa con otros elementos, por el contrario, los compuestos saturados solamente pueden reaccionar por reemplazo del hidrógeno por otro elemento. Los naftenos son compuestos cíclicos o en anillos,

por lo que sus nombres se caracterizan con el prefijo ciclo, como por ejemplo ciclobutano, ciclopentano y ciclohexano.

La serie aromática, con fórmula tipo C_nH_{2n-6} , frecuentemente llamada serie del benceno, es químicamente activa. Estos hidrocarburos son particularmente susceptibles a la oxidación con formación de ácidos orgánicos. Esta serie se encuentra en los destilados del cracking y es sumamente valorada por sus cualidades antidetonantes.

La serie diolefínica, con fórmula tipo C_nH_{2n-2} , es similar a la serie olefínica con la excepción que contiene dos átomos menos de hidrógeno o bien existen dos dobles enlaces en cada molécula, los que hacen que la serie sea extremadamente activa. Las diolefinas tienden a polimerizarse o combinarse con otras moléculas no saturadas, formando compuestos gomosos de alto peso molecular. Las diolefinas y las gomas derivadas de ellas, se encuentran en la gasolina procedente del cracking sin tratar. Son polimerizadas y extraídas con ácido sulfúrico.

Por último tenemos las series cíclicas, que corresponden a fórmulas del tipo C_nH_{2n-2} , C_nH_{2n-4} , C_nH_{2n-8} , etc., no son muy conocidas. Sin embargo se sabe que estas series predominan en los aceites de mayor punto de ebullición, como el gas oil y los aceites lubricantes. La mayoría de los hidrocarburos presentes en los aceites lubricantes son saturados, pero alrededor del 20% de un aceite lubricante es soluble en anhídrido sulfuroso, por lo que se asume que este 20% consta en gran medida de hidrocarburos no saturados.

El hecho de que diferentes compuestos puedan tener la misma forma molecular, genera frecuentes confusiones. Estos compuestos son los llamados “Compuestos Isómeros”, que se caracterizan por tener la misma forma molecular, pero distinta estructura interna. Los compuestos de la fórmula tipo C_nH_{2n} , pueden ser compuestos saturados como no saturados. Las fórmulas del compuesto saturado Hexano normal C_6H_{14} , y la 2 Metilpentano C_6H_{14} se pueden comparar en las figuras a) y d) anteriormente vistas.

También se hayan presentes en los petróleos compuestos de azufre. La presencia de estos compuestos de azufre en el petróleo acarrea ciertas dificultades las que se pueden resumir en tres aspectos principales: corrosión, olor y explosiones deficientes de las gasolinas. La corrosión debida a los productos elaborados es de poca importancia ya que la mayoría de estos productos se utiliza a bajas temperaturas, a las cuales ciertos compuestos como el ácido sulfhídrico, algunos sulfuros o el mismo azufre libre, son corrosivos frente a la mayoría de los metales. Sin embargo la mayor parte de los compuestos corrosivos del azufre, puede ser eliminada por tratamiento con álcalis o por los tratamientos de endulzamiento o “Sweetening” que es un tratamiento que se le aplica a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, para mejorar su color, olor y estabilidad. En capítulos posteriores se hablará más en detalle de la problemática de la presencia del azufre en los combustibles.

También es habitual clasificar a los petróleos dentro de tres grandes tipos, considerando sus atributos específicos y los productos que suministran. Tenemos:

Petróleos Asfálticos o Nafténicos. Negros, viscosos y de elevada densidad (0,95 ton/mt³). En la destilación primaria producen poca gasolina y abundante fuel oil, quedando asfalto como residuo.

Petróleos Parafínicos. De color claro, fluidos y de baja densidad (0,75-0,85 ton/mt³). Rinden más gasolina que los asfálticos y cuando se refinan sus aceites lubricantes se separa parafina.

Petróleos Mixtos. Tiene características y rendimientos intermedios entre los dos tipos principales.

Para finalizar este apartado a continuación se muestra la Tabla 1, en la cual se muestra un análisis químico elemental de algunos petróleos de distintas zonas del mundo.

Tabla 1.- Análisis Químico elemental de Petróleos

Procedencia del petróleo	Peso especif. (ton/m ³)	Temp.(°C)	% C	% H	% N	% O	% S	Base
Pennsylvania	0,862	15	85,5	14,2				Parafínica
Mecook, Wyo.	0,897	0	83,6	12,9		3,6		Parafínica
Humbolt, Kans.	0,912		85,6	12,4			0,37	Mixta
Healdton, Okla.			85,0	12,9			0,76	Mixta
Coalinga, Calif.	0,951	15	86,4	11,7	1,14		0,60	Nafténica
Beaumont, Tex.	0,910		85,7	11,0	2,61		0,70	Nafténica
México	0,970	15	83,0	11,0	1,7		4,30	Nafténica
Bakú, Rusia	0,897		86,5	12,0		1,5		
Colombia	0,948	20	85,6	11,91	0,54			

Donde:

C = Carbono.

H = Hidrogeno.

N = Nitrógeno.

O = Oxigeno.

S = Azufre.

Como se puede ver en esta tabla y como se dijo anteriormente, los petróleos crudos de diferentes partes del mundo tienen distintas composiciones y características.

Existe un factor de caracterización denominado “Factor de Caracterización Kuop”, el cual permite identificar o caracterizar el tipo de crudo en cuanto a su composición química (Petróleos asfálticos, Nafténicos o mixtos). Este factor viene dado por la siguiente formula:

$$K = (\text{Temp. Volumétrica Media})^{1/3} / \text{Peso específico (60° F)}$$

Donde la temperatura volumétrica media, es la temperatura de ebullición de un componente hipotético con características equivalentes a la mezcla de hidrocarburos analizada. De acuerdo a los valores de K, tenemos las siguientes observaciones.

K = 13 (Base Parafínica).

K = 12 (Base Mixta).

K = 11 (Base Asfáltica o Nafténica).

1.5- Características y propiedades de los combustibles.

Los proveedores internacionales de combustibles, se basan principalmente en la viscosidad para la designación de sus productos, (Combustibles y lubricantes principalmente) pero esta única característica obviamente no es suficiente para poder determinar el tipo y naturaleza de las impurezas que se hayan presente en los combustibles, por lo que solo debe considerarse como una guía muy somera de la calidad del combustible.

Las características, o propiedades físicas principales que permiten visualizar con cierta aproximación el comportamiento de los combustibles son: La Viscosidad, Densidad, Peso o Gravedad específica, residuo carbonoso o Carbón Conradson, Azufre, Punto de Inflamación, Punto de Fluidez o Escurrimiento, Agua y Sedimentos, Cenizas e Inestabilidad.

A continuación analizaremos cada una de estas características por separado.

1.5.1- Viscosidad. . La viscosidad es una medida de la resistencia al escurrimiento y disminuye mientras la temperatura del líquido aumenta. La viscosidad es un factor importante puesto que los conductos por donde han de pasar los combustibles a través de la bomba y el sistema de inyección del motor, son muy pequeños y los combustibles con una alta viscosidad deben ser calentados previamente para que no produzcan trastornos en el funcionamiento del motor.

Existen varias formas de designar las viscosidades dependiendo del instrumento que es utilizado para realizar la medición, el cual define las condiciones en que se realizará la medición. Entre estas formas de designación de viscosidades tenemos: *Seconds Saybolt Universal*

(*SSU*) indica el tiempo que transcurre para fluir 60 c.c. de aceite por un orificio calibrado; *Seconds Saybolt Furol (SSF)*, que se utiliza cuando se opera con aceites de muy alta viscosidad sustituyéndose el orificio calibrado por uno de un diámetro 10 veces mayor que el utilizado para los *SSU*; *Redwood Nº1 (RW1)*, los cuales se realizan a 100 °F (37,78 °C) y que indica el tiempo que transcurre para fluir 50 c.c. de aceite por un orificio calibrado; y Grados Engler, que se efectúan a 122 °F (50 °C) que indica el tiempo que demora en fluir 200 c.c. de aceite y la misma cantidad de agua por un orificio calibrado. Cada una de estas formas de expresar la viscosidad, tiene a su vez, su correspondiente equivalencia en Centistokes a las temperaturas respectivas.

A parte de la Viscosidad como tal, existe además la “Viscosidad Absoluta”, y la “Viscosidad Cinemática”, que también se usan al momento de definir las propiedades de un combustible o líquido.

1.5.2- Viscosidad Absoluta, es la resistencia presentada por el líquido al esfuerzo de corte o “Cizallamiento”, de la película del mismo y es expresada en Centistokes (cSt).

1.5.3- Viscosidad Cinemática, es la Viscosidad Absoluta dividida por la densidad del fluido a la temperatura que se mide la viscosidad. Los viscosímetros son los instrumentos que sirven para determinar la viscosidad cinemática, mediante la medición de la razón del escurrimiento del fluido a través de un largo tubo capilar calibrado.

La viscosidad que se utiliza a bordo para la manipulación del combustible es la Viscosidad Cinemática. Esta viscosidad depende principalmente de la temperatura del combustible, teniendo un valor menor cuando la temperatura aumenta. Para dar un ejemplo podemos decir que un combustible IFO 180, posee una viscosidad cinemática de 180 cSt a 50 °C. Este combustible tiene una temperatura de inyección que oscila entre los 100 y los 124 °C, y su viscosidad de inyección oscila entre los 27 y 13 cSt respectivamente. Para este mismo combustible IFO 180, la temperatura mínima de bombeo oscila entre 24 y 34 °C, y su viscosidad a estas temperaturas varía entre 1000 y 500 cSt. La temperatura de inyección viene dada por los fabricantes del motor. Cabe señalar que un mismo motor puede estar diseñado para consumir diferentes grados de IFO (Intermediate Fuel Oil), así como MDO (Marine Diesel Oil).

1.5.4- Peso específico y densidad API. Su utilización más importante es para la determinación del consumo específico de combustible de un motor. Se expresa en kg/dm^3 , ton/m^3 o kg/m^3 , y a una temperatura de 15 °C. El peso específico y la densidad API (American Petroleum Institute) son expresiones de la densidad o peso un volumen unitario de sustancia. El peso específico es la relación entre el peso de un volumen unitario de petróleo y el peso de un volumen igual de agua a temperatura Standard. Salvo que se establezca otra cosa, la temperatura Standard a la que se refiere será de 15,56° C (60° F), para todos los productos, menos para los asfaltos y los

aceites para carreteras, ya que estos son referidos a 25° C. Para calcular el peso específico (o Gravedad Específica), se utiliza la siguiente formula:

$$\text{Peso Específico} = \frac{141,5}{A.P.I. + 131,5}$$

Donde el término A.P.I. se refiere a la densidad API y esta determinada por:

$$\text{Densidad API} = \frac{141,5}{P.E.} - 131,5$$

Se puede observar que cuando el grado API es mayor, menor es la densidad. Los valores extremos para la escala API son 0, que corresponde a 1.076 gr./cm³ y 100, que corresponde a 0.6112 gr./cm³.

La mayoría de los productos son vendidos a base de volúmenes corregidos a 15,56° C (60° F) por medio de tablas normales de correcciones de volumen. El peso tiene importancia en la determinación de las tarifas de fletes, cargas de los petroleros y la potencia requerida para las bombas de trasvasije. A su vez el Peso específico da una indicación de la viscosidad, de las características de la destilación y del valor calorífico del petróleo, sin embargo, su mayor aplicación e importancia se hace notar en los petróleos cuya densidad se acerca a la unidad en que es muy difícil remover los sólidos contaminantes y extremadamente difícil remover el agua. Su conocimiento o determinación es fundamental para el manejo y operación de los purificadores y clarificadores centrífugos.

1.5.5- Residuo carbonoso o Carbón Conradson. La determinación del residuo carbonoso se realiza con un aparato llamado Conradson y se expresa como un porcentaje en peso; consistiendo en la aplicación indirecta de calor a una muestra de petróleo puesta en un crisol hasta obtener sólo carbono.

El porcentaje de carbón Conradson se considera, generalmente, que da una indicación aproximada de la tendencia de formación por combustibilidad, de depósitos del petróleo y es una medida de los compuestos del carbón más pesados y no combustibles del petróleo.

El porcentaje máximo de residuo carbonoso permitido para combustibles residuales navales, según la norma ISO 8217, varía entre 15 y 22 % m/m., dependiendo del grado del combustible. Para el caso de un MDO (Marine Diesel Oil) varía entre 1 y 2 % m/m., y para el caso de un MGO (Marine Gas Oil) varía entre 0,3 y 2,5 % m/m.

La norma chilena que regula las características de los combustibles navales es la Nch 2286 Of 97.

1.5.6- Azufre. El porcentaje de azufre en peso, que se efectúa por análisis químico, es una medida de los compuestos de azufre contenidos en el petróleo, los cuales tienen una marcada influencia en los desgastes de los elementos de fuerza del motor (Cilindros, pistones, anillos, válvulas) y en el sistema de escape con sus equipos afines (Turbos, calderetas, silenciadores, etc.). Este desgaste está motivado por los efectos corrosivos del sulfuro de hidrógeno contenido en el petróleo y por el anhídrido sulfuroso (SO_2) y el anhídrido sulfúrico (SO_3) que se forman durante la combustión, los cuales se combinan con los vapores de agua para formar ácidos.

El desgaste es menos serio bajo un régimen de carga constante y a altas temperaturas de operación, por lo que los grandes motores son más capaces de quemar combustible de alto contenido de azufre a diferencia de las pequeñas maquinas de alta velocidad, donde la carga y la velocidad son muy variables. (Motores generadores.).

El porcentaje máximo permitido de azufre en los combustibles residuales navales, según la norma ISO 8217, es de un 5 % m/m. Para un combustible MDO (Marine Diesel Oil) varía entre 1 y 2 % m/m, mientras que para un MGO (Marine Gas Oil) igual varía entre 1 y 2 % m/m.

1.5.7- Punto de inflamación. El punto de inflamación es la temperatura a la cual los vapores o gases del combustible en cuestión se inflaman. Es medido en condiciones de ensayo definidas y bajo la acción de una llama normalizada, cesando la inflamación al retirar la llama.

Según la Casa Clasificadora ABS (American Bureau of Shipping), el punto de inflamación de los combustibles para consumo naval deben ser superiores a 60 °C (140 °F). En general un combustible, con un punto de inflamación bajo los 60 °C, pero nunca menor de 43 °C (110 °F), puede ser usado por buques clasificados para servir en áreas geográficas específicas, por ejemplo en zonas polares. (Parte 4, capítulo 6, sección 4 del reglamento de la ABS).

Mientras que el punto de combustión se refiere a la temperatura a la cual se desprenden vapores a una velocidad suficiente para mantener una combustión continua cuando se le aplica una llama pequeña.

Los instrumentos que se utilizan en la determinación del punto de inflamación son los de *crisol abierto* y los aparatos cerrados de *Pensky-Martens* para aceites pesados, y el *Tag* para los aceites ligeros. En los aparatos para aceites pesados, el aceite es calentado a la velocidad de 5,56 °C (10 °F) por minuto, y a 1,0 °C en el aparato *Tag* para aceites ligeros, introduciéndose una llama de ensayo en el vapor en intervalos de 30 segundos. El punto de inflamación en el aparato de *Pensky-Martens* es inferior en 6 °C aproximadamente al obtenido en el aparato de *crisol abierto*, pero si el punto de inflamación es superior a 265 °C (Martens), existe una diferencia aun mayor entre los puntos de inflamación indicados por los dos instrumentos. El

aparato cerrado es el más exacto de los dos, pero el de crisol abierto es el más empleado por su mayor sencillez.

Estas características nos permiten establecer un criterio de identificación, y consecuentemente de peligrosidad sobre el combustible que estemos experimentando. No obstante estos datos no resultan ser significativos, sino, simplemente indicativos de la homogeneidad del producto. Esta característica se requiere para exigencias legales y de seguridad, para un adecuado manejo y almacenamiento del combustible a bordo.

En el reglamento SOLAS (Safety of life at sea) se hacen menciones relativas al uso de combustibles líquidos, aceites lubricantes y otros aceites inflamables. En el capítulo II-2 regla 33 se hacen estas menciones especiales. En su encabezado dice: *“En los buques en que se utilice combustible líquido, las medidas correspondientes al almacenamiento, distribución y consumo serán tales que garanticen la seguridad del buque y de las personas que se hallen a bordo”*. Para cumplir con esto el reglamento SOLAS exige una serie de medidas a ser cumplidas, las cuales serán anexadas en este trabajo. Cabe señalar que la primera de estas medidas es la utilización de un combustible que tenga un punto de inflamación superior a 60 °C (140 °F), verificado esto por un apartado de medida del punto de inflamación, de tipo aprobado, excepto en los generadores de emergencia, en que el punto de inflamación no será inferior a 43 °C (110 °F). No obstante, la administración podrá permitir la utilización general de combustibles líquidos con punto de inflamación inferior a 43 °C (110 °F), siempre que se tomen las debidas precauciones complementarias y se impida que la temperatura del espacio en que se almacene o utilice el combustible, sea inferior a 10 °C (18 °F), o en menos a la temperatura del punto de inflamación del combustible.

De modo general podemos decir, que el punto de inflamación crece a medida que lo hace la viscosidad del combustible.

1.5.8- Punto de combustión. El punto de combustión se refiere a la temperatura a la cual se desprenden vapores a una velocidad suficiente para mantener una combustión continua cuando se le aplica una llama pequeña.

1.5.9- Punto de Fluidez o Escurrimiento. El punto de fluidez es la temperatura a la cual el combustible deja de escurrir, más 5 °F. Esta característica interesa conocerla ya que es una medida de la temperatura más baja a la cual el combustible puede ser almacenado y transportado sin producir daños en los estanques, cañerías y bombas. Además los filtros de petróleo pueden obstruirse con cera cuando se está trabajando con un combustible cuya temperatura es cercana a la del punto de fluidez.

Tanto el punto de fluidez, como la viscosidad son medidas indicativas de la espesura ó consistencia del petróleo, sin embargo no existe relación directa entre ellos; una alta viscosidad indica generalmente un alto punto de fluidez.

1.5.10- Agua y Sedimentos. El porcentaje, por volumen, de agua y sedimento contenido en un petróleo se determina por centrifugación de una mezcla por partes iguales de petróleo y bencol, refiriendo el volumen del material separado de la mezcla al del petróleo original.

Los petróleos combustibles, contienen ciertos emulsionadores naturales que permiten que el contenido de agua pueda ser importante en algunos casos.

El agua y los sedimentos en el petróleo tienen relación con la duración de los filtros y el desgaste de los equipos de inyección y de las partes del motor (Este desgaste se produce principalmente al mezclarse el vapor de agua con el Azufre y formándose ácidos), y su determinación ayuda y controla adecuadamente la operación de los equipos de centrifugación.

El porcentaje máximo de agua permitido para combustibles residuales marinos (destilados), según norma ISO 8217, es de 0,3 % m/m.

Mientras que el porcentaje máximo permitido de cenizas es de un 0,1 % m/m, según la misma norma ISO 8217.

Este porcentaje es adoptado por la mayoría de los proveedores de combustibles navales, como por ejemplo Shell y Copec aquí en Chile.

1.5.11- Cenizas. Para determinar el porcentaje en peso de las cenizas de un petróleo, se quema una cantidad determinada del mismo petróleo en un crisol abierto hasta que todos los depósitos de carbón estén consumidos.

Las cenizas están formadas por los compuestos inorgánicos presentes en los petróleos, y su número depende, en primer lugar, de las cenizas del petróleo crudo, en segundo lugar de los procesos de refinación empleados y en tercer lugar de contaminaciones que pudiera sufrir en su transporte (Arena, polvo, óxidos, etc.). Los elementos que más contribuyen a la formación de cenizas son: el Vanadio (V), el Níquel (Ni), el Silicio (Si), el Aluminio (Al), el Sodio (Na), y el Hierro (Fe).

El porcentaje máximo de cenizas permitido en los combustibles residuales navales, según la norma ISO 8217, varía desde 0,1 a 0,15 % m/m. Mientras que para un MDO (Marine Diesel Oil) y un MGO (Marine Gas Oil), es de un 0,01 % m/m

1.5.12- Inestabilidad. Esta es una característica que se presenta al almacenar algunos petróleos de destilación intermedia, observándose una tendencia mayor en los petróleos intermedios provenientes del proceso con cracking incorporado.

La inestabilidad origina la formación de gomas solubles o insolubles. Las solubles pueden causar depósitos en el motor durante o después de la combustión, mientras que las insolubles pueden formar depósitos en los estanques de almacenamiento, en los filtros de combustible, en el sistema de inyección y en el motor.

También se puede producir inestabilidad en un petróleo al mezclar dos petróleos incompatibles, aun siendo estables cada uno por separado. Este tipo de incompatibilidad se produce más comúnmente cuando dos petróleos destilados provienen de distintos “Orígenes de extracción del petróleo crudo” como por el “proceso de refinación mismo”.

1.5.13- Poder Calorífico. Se llama “Poder Calorífico” o “Calor de Combustión” de un combustible a la cantidad de calor liberada por su combustión perfecta, suponiendo que los productos de la combustión se enfrían hasta la temperatura inicial. El calor liberado, cuando se quema un kilogramo de combustible que se halla a temperatura de 15 °C, y los productos de la combustión se enfrían a 15 °C, se llama “Poder Calorífico neto” o inferior. Si los productos de la combustión se enfrían a 15 °C, y además se condensa el vapor de agua contenido en el gas de combustión, se obtiene el “Poder Calorífico bruto” o superior. Como en la mayor parte de los procesos industriales el vapor de agua contenido en los gases de chimenea o combustión no se condensa, la base más lógica para juzgar la eficiencia térmica del equipo es el poder calorífico neto o inferior. El poder calorífico se expresa en Joule por Kilogramo (J/kg.), Calorías² por Kilogramo (C/kg.), o BTU³ por Libra (BTU/Lb.) de combustible cuando se trata de combustibles sólidos o líquidos, y en Calorías por m³ (C/m³) a 0 °C y 760 mmHg o a 15 °C y 760 mmHg, si se trata de combustibles gaseosos.

A continuación se verán las características del poder calorífico de algunos combustibles líquidos (Tabla 2), sólidos (Tabla 3), y gaseosos (Tabla 4)

² Caloría se define como el calor necesario para elevar 1° C la temperatura de un kilogramo de agua destilada, cuando se trabaja con el sistema M.K.S.

³ BTU es la medida utilizada en el sistema inglés para expresar el poder calorífico, y representa el calor requerido para elevar en 1° F la temperatura de una libra de agua destilada.

Aproximadamente una caloría equivale a 1,8 BTU., es decir: 1 BTU = 0,55 Kcal.

Tabla 2. Valores de poder calorífico para combustibles líquidos

Combustible	Composición (% por masa)					Poder Calorífico (MJ/kg)		Aire para combustión
	C	H	O	S	N	Bruto	Neto	(kg/kg)
Kerosene	85,8	14,1	-	0,1	-	46,5	43,5	14,7
Gas oil	86,1	13,2	-	0,7	-	45,6	42,8	14,4
Light gas oil	85,6	11,7	0,10	2,5	0,08	43,5	41,1	14,0
Medium gas oil	85,6	11,5	0,15	2,6	0,12	43,1	40,8	13,9
Heavy gas oil	85,4	11,4	0,20	2,8	0,15	42,9	40,5	13,8
Metanol	37,5	12,5	50,0	-	-	22,7	19,9	6,5
Etanol	52,2	13,0	34,8	-	-	30,2	27,2	9,1

Tabla 3. Valores de poder calorífico para combustibles sólidos

Combustible	Composición (% por masa)					Poder Calorífico (MJ/kg)		Aire para combustión
	C	H	O	S	N	Bruto	Neto	(kg/kg)
Antracita	78,2	2,4	1,5	1,0	0,9	29,7	29,8	9,8
Betumen ⁴	77,4	3,4	2,0	1,0	1,2	30,6	29,7	10,1
Betumen ⁵	75,8	4,1	2,6	1,2	1,3	30,8	29,8	10,2
Betumen ⁶	71,6	4,3	3,8	1,7	1,6	29,5	28,4	9,7
Lignito	56,0	4,0	18,4	0,6	1,0	21,5	20,2	7,1

⁴ Betumen de baja volatilidad.⁵ Betumen de mediana volatilidad.⁶ Betumen de alta volatilidad.

Tabla 4. Valores de Poder calorífico para combustibles gaseosos

Combustible	Poder Calorífico (MJ/kg)		Aire para combustión
	Bruto	Neto	(kg/kg)
Gases Puros			
Monóxido de carbono	10,10	10,10	2,46
Hidrogeno	142,00	120,00	34,27
Metano	55,48	49,95	17,20
Etano	51,88	47,45	15,90
Propano	50,35	46,33	15,25
n – butano	49,55	45,73	14,98
n – pentano	49,01	45,33	15,32
Etileno	50,28	47,11	14,81
Propileno	48,91	45,75	14,81
Butileno	48,46	45,30	14,81
Gases combustibles			
Gas del mar del norte	53,50	48,20	16,60
Gas de Gönigen	42,30	38,10	13,10
Gas sintético natural	52,30	47,20	16,20
Propano comercial	50,30	46,30	15,20
Butano comercial	49,60	45,80	15,00
Gas de agua	16,50	15,10	4,00
Gas para hornos	2,49	2,45	0,61
Gas de carbón	30,30	27,20	8,40
Gas producido	4,55	4,34	1,12
Gas reformado (pobre)	30,90	27,30	8,90
Gas reformado (Rico)	30,20	27,10	9,20

1.6- Aplicaciones de los combustibles.

Como ya hemos señalado anteriormente, la mayoría de los combustibles líquidos y gaseosos se obtienen de la destilación y refinación del petróleo crudo. Los productos obtenidos de este proceso son utilizados en su mayoría para la combustión en motores de combustión interna (Motores Diesel y Otto), utilizándose parte del petróleo refinado además para la industria de los lubricantes para motores. Pero también debemos saber que la industria en general emplea combustibles derivados del petróleo para sus procesos, como por ejemplo en calderas

industriales, la industria de la minería, generación de plásticos, etc., utilizando por lo general los combustibles de menor calidad resultante del proceso de refinado, como los Fuel oil y combustibles denominados “residuales”, que es uno de los últimos productos que se tienen en las torres de fraccionamiento, y es un tema que será tratado más profundamente en el capítulo II del presente trabajo.

Pero los combustibles derivados del petróleo tienen un gran número de aplicaciones que las podemos definir como sigue a continuación, y dependiendo de su aplicación industrial mayoritariamente.

- 1.- Combustibles y lubricantes para la industria de la aviación.
- 2.- Combustibles y lubricantes para la industria automotriz.
- 3.- Combustibles y lubricantes para la industria marítima, locomotoras y los motores Diesel en general.
- 4.- Combustibles para la industria y el uso doméstico.
- 5.- Ceras parafínicas.
- 6.- Asfalto, Alquitrán y betúmenes para carreteras y el sector construcción.
- 7.- Coque y residuos para la industria minera y metalúrgica.
- 8.- Solventes.
- 9.- Detergentes.
- 10.- Resinas sintéticas (Incluyendo plásticos), gomas sintéticas y fibras textiles.
- 11.- Industria petroquímica (Alcohol, Acetileno, Tolueno, etc.).
- 12.- Químicos agrícolas, como pesticidas y plaguicidas.
- 13.- Industria farmacéutica.
- 14.- Generación de energía eléctrica.

Podemos ver en la Tabla 5, algunas de las aplicaciones más importantes de los productos derivados de la refinación del petróleo.

Tabla 5.- Aplicaciones de los derivados del refino de petróleo.

Producto.	Aplicación.
LPG (Metano, Butano, Propano, Etc.)	Para su consumo en motores y generación de calefacción
Naftas.	Utilizados principalmente en la industria química.
Gasolinas.	Combustible para vehículos (Motores Otto o bencineros).
Kerosenes.	Combustibles para la aviación, alumbrado y calefacción.
Diesel oil.	Combustibles para locomotoras, tractores (Motor Diesel).
Aceites lubricantes.	Lubricación para motores principalmente.
Fuel oil (Combustibles residuales).	Barcos, industrias, calderas, centrales térmicas.
Residuos.	Asfalto y betúmenes para carreteras y la construcción.

Cabe agregar por último que los combustibles sólidos son ocupados principalmente para calefacción (madera y carbón vegetal), y en la industria de la minería y siderúrgica para lograr la fundición de metales, como es el caso del coque de petróleo que es el último de los residuos que quedan del proceso de refinación.

Capítulo II “Extracción y Refinación del Petróleo Crudo”

2.1 Métodos para la exploración y localización de yacimientos petrolíferos.

El petróleo puede estar en el mismo lugar donde se formó (en la roca madre), o haberse filtrado hacia otros lugares por entre los poros y/o fracturas de las capas subterráneas. Por eso para que se den las condiciones de un depósito o yacimiento de petróleo, es necesario que los mantos de roca sedimentaria estén sellados por rocas impermeables, por lo general arcillosas, que impidan su paso. Esto es lo que se conoce con el nombre de “trampa”, porque el petróleo queda ahí atrapado.

En términos geológicos, las capas subterráneas se llaman “Formaciones” y están debidamente identificadas por edad, nombre y tipo del material rocoso del cual se formaron. Esto ayuda a identificar los mantos que contienen las ansiadas rocas sedimentarias. Las “Cuencas Sedimentarias” son extensas zonas en que geológicamente se divide el territorio de un país o región y donde se supone que se encuentran las áreas sedimentarias que pueden contener hidrocarburos. La ciencia de la exploración y localización de yacimientos consiste básicamente en identificar y localizar estos lugares, lo cual se basa en una investigación mayoritariamente del tipo geológico. El hallazgo de yacimientos petrolíferos no es una obra librada al azar, obedece a una tarea científicamente organizada, que se planifica con mucha antelación. Numerosas ramas de la ciencia ayudan a esta importante tarea, entre las cuales tenemos: la Sismología, la Geología, la Paleontología, la Cartografía, la Química y la Bacteriología. Instrumental de alta precisión y técnicos especializados deben ser trasladados a regiones a menudo deshabitadas, en el desierto o en la selva, obligando a construir caminos y sistemas de comunicación, disponer de helicópteros, instalar campamentos y laboratorios, etc. Uno de los primeros pasos en la búsqueda del petróleo es la obtención de fotografías o imágenes por satélite, avión o radar de una región determinada en la que se sospeche la presencia de un yacimiento de hidrocarburos. Esto les permite a los científicos elaborar mapas geológicos en los que se identifican características de un área determinada, tales como vegetación, topografía, corrientes de agua, tipos de roca, fallas geológicas, anomalías térmicas, etc. Una vez localizado un terreno que contenga un potencial yacimiento se continúa con otros métodos de exploraciones para terminar de confirmar la presencia del yacimiento.

2.1.1- Métodos de exploración. Para terminar con la ubicación del yacimiento existen dos tipos de métodos generales de exploración:

- 1.- Métodos Superficiales (Geofísicos)
- 2.- Métodos de exploración en profundidad (Geoquímicos.)

2.1.1.1- Métodos superficiales (Geofísicos). Los métodos superficiales o geofísicos consisten generalmente en mediciones que se realizan en la superficie de la tierra por medio de los estratos profundos. Los métodos superficiales tienden a localizar en la corteza terrestre estructuras aptas para servir de trampas o receptáculos. No determinan la presencia de gases o petróleo. Dentro de este tipo de métodos tenemos:

2.1.1.1.1- Gravimetría. (Ver Figuras 1 y 2) Los métodos gravimétricos miden las fluctuaciones del campo de gravedad terrestre. Por medio de un instrumento especial llamado “gravímetro” se pueden registrar las variaciones de la aceleración de la gravedad en distintos puntos de la corteza terrestre. Se determina la aceleración de la gravedad “g” en puntos del terreno explorando lugares distantes de entre 1000 a 5000 metros entre sí. Los valores obtenidos se ubican en un mapa y se unen los puntos donde “g” es igual obteniéndose líneas isogravimétricas que revelan la posible estructura bajo el suelo. Así la existencia de curvas isogravimétricas cerradas señala la existencia de un anticlinal de extensión semejante al área que abarca esa curva.

Como ya sabemos el valor de la gravedad varia de acuerdo al achatamiento terrestre, fuerza centrífuga, altitud y densidad de la corteza terrestre. Por eso, el gravímetro señala la presencia de masas densas de la corteza, constituidas por anticlinales que han sido levantados por plegamientos y se hallan más próximos a la superficie de la tierra.

Se utilizan especialmente para la localización de domos de sal, con frecuencia relacionados con el petróleo. Ello se debe a que la sal tiene una densidad mucho menor que otros tipos de sedimentos, y las acumulaciones salinas se señalan con un mínimo gravimétrico.

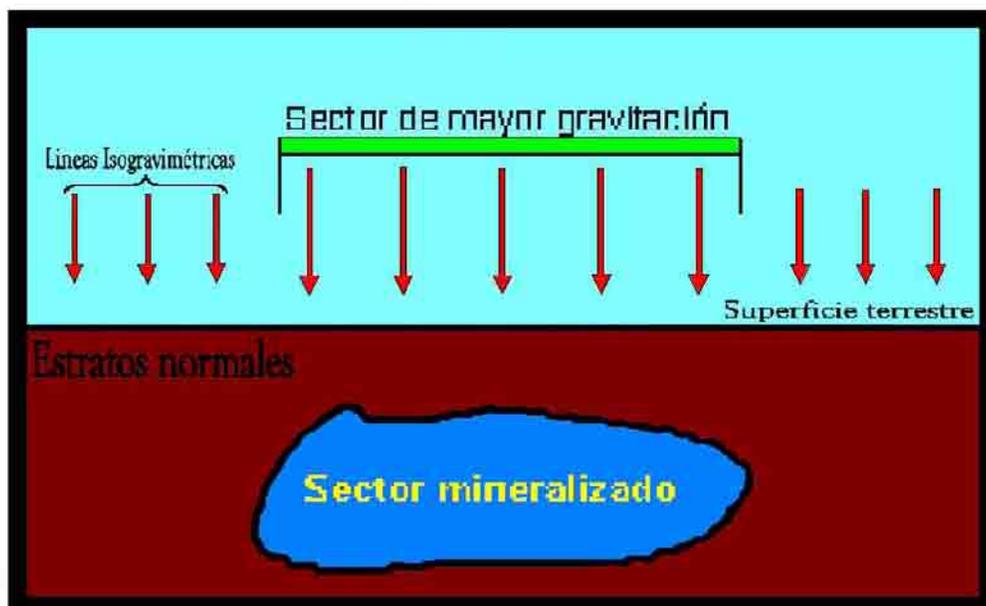


Figura 1.- Principio de la gravimetría.



Figura 2.- Gravímetro.

2.1.1.1.2- Magnetometría. (Ver figuras 3 y 4) Los métodos magnéticos registran las distorsiones del campo debidas a las variaciones de susceptibilidad magnética y del magnetismo permanente de las rocas. El método magnetométrico aéreo permite detectar con rapidez las anomalías importantes de la estructura del zócalo en áreas muy extensas; se realiza mediante un aparato llamado “magnetómetro”, el cual va sujeto al fuselaje del avión, orientándose automáticamente según el vector del campo magnético terrestre y midiendo su intensidad total. Así se detectan anomalías magnéticas de carácter local, que están a menudo relacionadas con accidentes del zócalo; en otras ocasiones sirve para determinar el espesor de las cuencas sedimentarias, y así delimitarla antes de iniciar los sondeos.

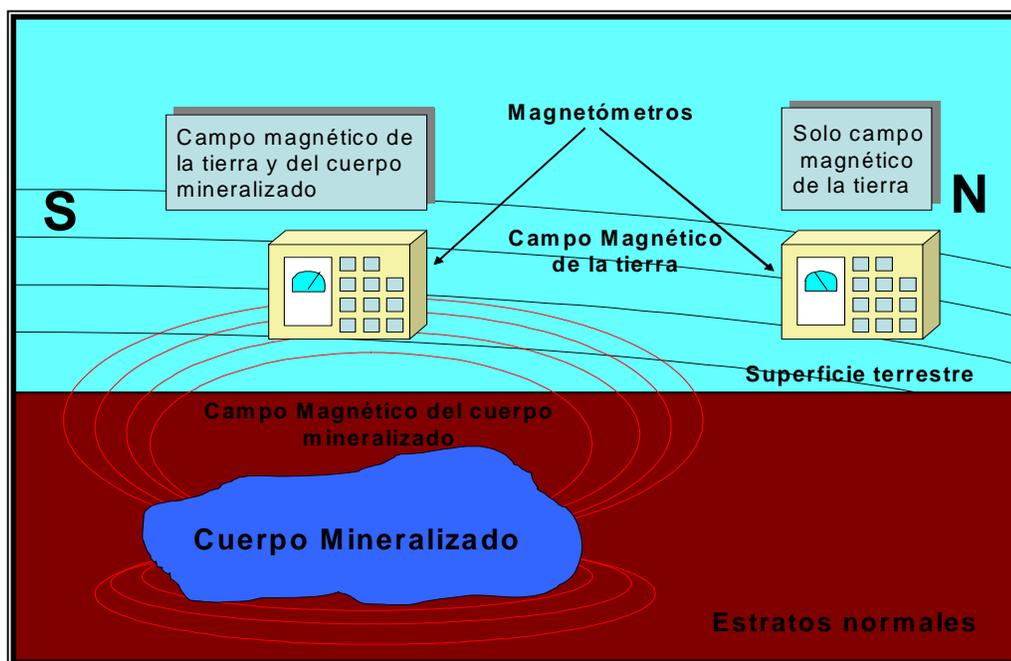


Figura 3.- Principio de la Magnetometría

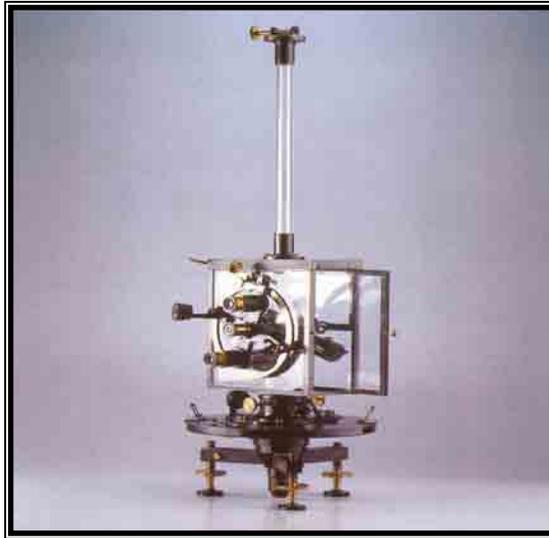


Figura 4.- Magnetómetro.

2.1.1.1.3- Sismografía. (Ver Figura 5) Los métodos sísmicos se basan en la creación de un campo artificial de ondas sísmicas mediante la utilización de cargas explosivas. Se aplica este método haciendo estallar cargas de dinamita en pozos de poca profundidad, normalmente entre 3 y 9 metros, registrando las ondas reflejadas en las napas profundas por medio de “sismógrafos” combinados con máquinas fotográficas. En la superficie se cubre un área determinada con dichos aparatos de alta sensibilidad llamados también “geófonos”, los cuales van unidos entre si por cables y conectados a una estación receptora.

Las ondas producidas por la explosión atraviesan las capas subterráneas y regresan a la superficie. Los geófonos las captan y las envían a la estación receptora, donde mediante equipos especiales de cómputos, se va dibujando el interior de la tierra.

Se puede medir el tiempo transcurrido entre el momento de la explosión y la llegada de las ondas reflejadas, pudiéndose determinar así la posición de los estratos y su profundidad, describiendo la ubicación de los anticlinales favorables para la acumulación de petróleo.

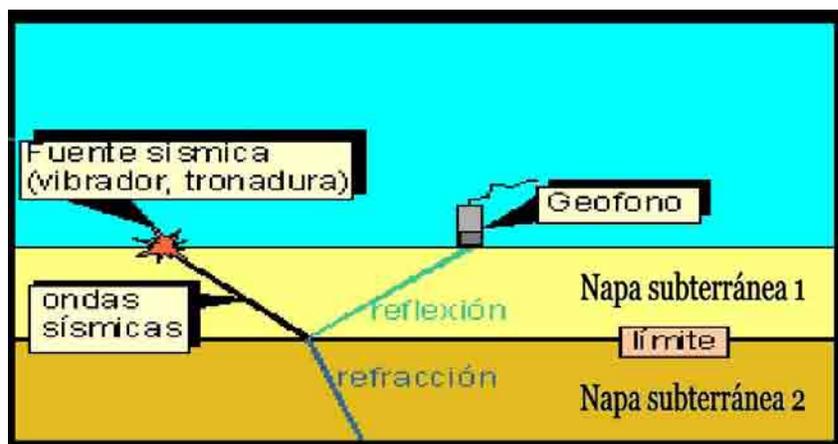


Figura 5.- Esquema de reflexión y refracción de ondas sísmicas.

También se utilizan para este efecto camiones vibradores (Figura 6 y 7), los cuales mediante una gran plancha montada entre las ruedas, golpean la superficie del suelo, generando ondas sísmicas. La ventaja de este método es que se reduce considerablemente el impacto ambiental.



Figuras 6 y 7.- Dos modelos de camiones vibradores o camiones sísmicos.

El producto final de la sismografía es una representación del subsuelo, ya sea en dos dimensiones (2D), o en tres dimensiones (3D). La ventaja de la sísmica en 3D radica en la enorme cantidad de información que proporciona con respecto a la 2D, con lo que reduce sensiblemente la incertidumbre acerca de la posición y geometría de las capas subterráneas. Quizás su única desventaja radica en los altos costos de aplicación.

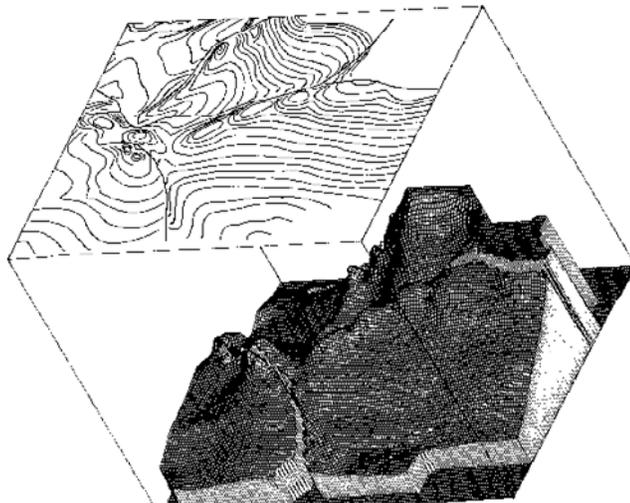


Figura 8.- Modelo en 3D de una zona explorada mediante sismografía.

2.1.1.1.4- Métodos eléctricos. Estos dependen de la gran diferencia en la resistencia de rocas de diversos tipos, para el paso de la corriente eléctrica a través de ellas. Esta es una propiedad que puede revelar información interesante acerca de rocas sepultada bajo

mantos relativamente delgados de tierra, en la superficie o en terrenos aluviales. Métodos basados en los mismos principios son usados más extensamente en pozos y en sus perforaciones, con el objeto de identificar la formación de estos pozos, a través de la valoración del contenido de fluidos en los estratos porosos encontrados.

2.1.1.1.5- Métodos de exploración marina (offshore). La extensión de los métodos terrestres (Geofísicos) a la exploración marina supone resueltos los problemas de posicionamiento en alta mar. Los levantamientos visuales deben reemplazarse por cruce, de ondas hertzianas provenientes de estaciones de tierra o radio satélites.

Las zonas submarinas son posteriormente balizadas disponiendo en el fondo del mar emisores de ultrasonidos que permiten al navío situarse muy exactamente sobre sus objetivos.

Si bien resulta más cómodo explorar en mar que en tierra, donde se choca con las dificultades de movimientos debido a la naturaleza o al hombre, la sísmica marina exige, sin embargo, la puesta a punto de métodos especiales, pues aunque sólo sea para no alterar el equilibrio ecológico de la flora y fauna marina, las cargas de explosivos están prohibidas en las zonas pesqueras. La onda necesaria se obtiene, pues, por medio de una descarga eléctrica, por emisión brutal de aire comprimido o vapor de agua o mediante detonación de gas.

2.1.1.2- Métodos de exploración en profundidad (Geoquímicos). La geoquímica tiene, actualmente, una aplicación muy importante, tanto en exploración como en producción, pues permite entender y conocer el origen, probables rutas de migración y entrapamiento de los hidrocarburos almacenados en el subsuelo.

Para aplicar estos métodos se requiere la perforación de pozos profundos. Por este medio se analizan las muestras del terreno a diferentes profundidades y se estudian las características de los terrenos atravesados por medio de instrumentos especiales.

Los métodos de exploración en profundidad tienen por finalidad determinar la presencia de gas o de petróleo, por lo tanto, son métodos directos en la búsqueda del petróleo.

2.1.2- Resultados de la exploración. Finalmente toda la información obtenida a lo largo del proceso exploratorio es objeto de interpretación en los centros geológicos y geofísicos de las empresas petroleras.

Allí es donde se establece que áreas pueden contener mantos con depósitos de hidrocarburos, cuál es su potencial contenido de hidrocarburos y donde se deben perforar los pozos exploratorios para confirmarlo. Por lo general si la exploración ha sido exitosa y se ha hecho un descubrimiento comercial de un pozo, se inician los trabajos de delimitación del

yacimiento descubierto con la perforación de nuevos pozos. De aquí sale lo que se denomina “Prospectos” petroleros.

En el caso de las exploraciones geológica y geofísica, cabe señalar que ninguna de las dos puede indicar la presencia real de petróleo. A lo sumo pueden sugerir la existencia de una estructura subterránea que pueda contener petróleo en su interior. Sólo la perforación puede probar la presencia real de petróleo. Pero la enorme contribución hecha por la geología y geofísica para el éxito de la exploración moderna del petróleo, puede ser juzgada bajo el concepto de “proporción de éxitos”, que indica la proporción de pozos exitosos para el número total de pozos de exploración perforados, teniendo en cuenta los diversos métodos de exploración, individualmente o en combinación, que son usados para el sitio de perforación en la exploración de los pozos. A continuación veremos la tabla 6 en la cual se ve la “proporción de éxitos” por tipo de exploración en los Estados Unidos.

Tabla 6.- Tipo de exploración v/s proporción de éxitos.

Tipo de exploración	Proporción de éxitos
Exploración no científica.	1:30
Exploración Geológica.	1:10
Exploración Geofísica.	1:6
Exploración Geológica y Geofísica.	1:5

2.2- Perforación de los pozos.

La única manera de saber si realmente hay petróleo en el sitio donde la investigación propone que se podría localizar un yacimiento, es mediante la perforación de un pozo. Los yacimientos se encuentran generalmente entre 3000 o 4000 metros de profundidad, aunque existen pozos de 5000 y hasta 6000 metros de profundidad. El primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada se denomina “pozo exploratorio”. Luego y de acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más adecuado.

La perforación puede llevarse a cabo mediante dos procedimientos diferentes:

- Por percusión.
- Por rotación.

2.2.1- Perforación por percusión. Para lograr la perforación mediante este método se utiliza un trépano (Broca) de acero duro, suspendido por medio de un cable, y movido por un balancín, el cual mediante golpes verticales va penetrando en el suelo. Este método sin embargo se encuentra hoy en día fuera de uso.

2.2.2- Perforación por rotación. La mayoría de los pozos se perforan mediante este método. En este caso una estructura con forma de torre sostiene lo que se conoce con el nombre de “cadena de perforación”, la cual esta formada por una serie de tubos acoplados entre si. La broca perfora el suelo animada de un movimiento de rotación. Este movimiento rotatorio se lo imprime un banco giratorio situado en el suelo de la torre, accionado mediante motores diesel o eléctricos. La broca de perforación se halla en el extremo de las barras de sondeo constituidas por caños de acero resistentes a la tracción, de 9 metros de largo que se enroscan unos a otros formando columnas

La broca al perforar deja detritos que se arrastran hacia arriba por medio de una espesa arcilla llamada “barro de inyección” que se inyecta a través de la cabeza de inyección. Este líquido baja por dentro de las barras de sondeo, sale por orificios dispuestos alrededor de la broca y sube por el espacio ubicado entre las barras y la pared de perforación.

Este barro se depura por decantación y se vuelve a inyectar en un proceso continuo. El barro, además de arrastrar los trozos de rocas y arenas, lubrica la broca refrigerándola y tapiza las paredes de la perforación impidiendo desmoronamientos.

La columna de barras de sondeo se sostiene por medio de un aparejo que permite subirla o bajarla y que se halla dentro de la estructura con forma de torre, de unos 40 o 50 metros llamada “derrick” con forma de tronco de pirámide como se ve a continuación en la figura 9.

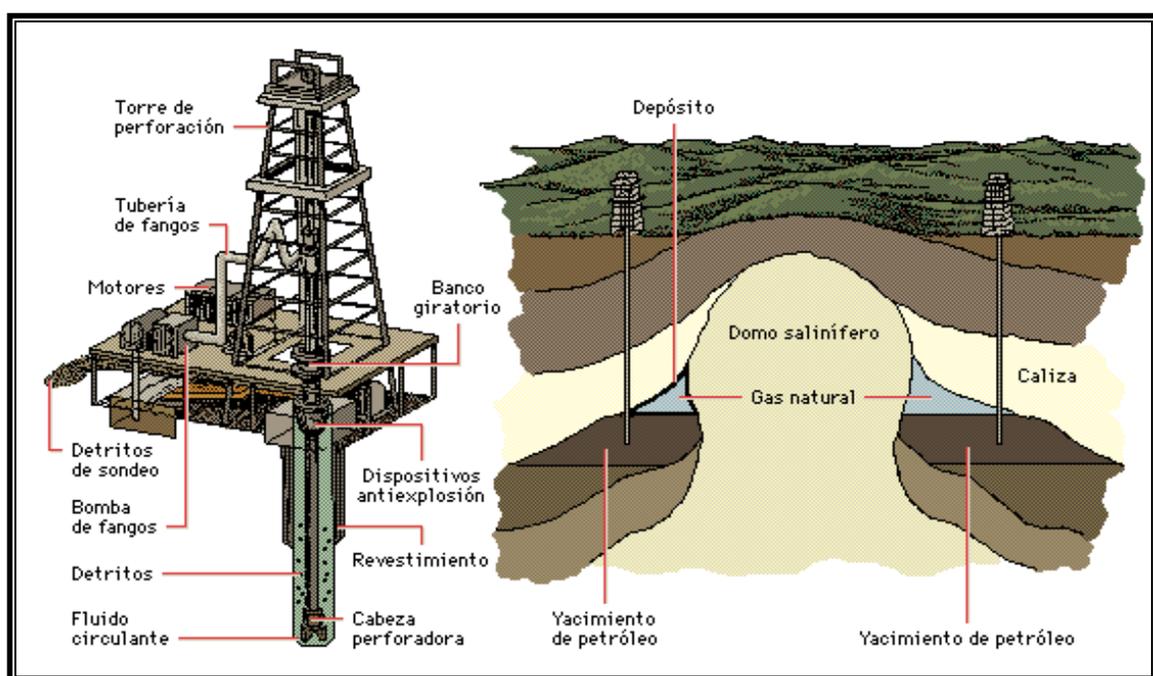


Figura 9.- Torre de perforación de petróleo.

Los principales elementos que conforman un equipo de perforación, y sus funciones, son los siguientes:

- **Torre de perforación o taladro:** Es una estructura metálica en la que se concentra prácticamente todo el trabajo de perforación.
- **Tuberías o barras de sondeo:** Son los tubos de acero que se van uniendo a medida que avanza la perforación.
- **Brocas, Barrenas perforadoras o Trépanos:** Son las herramientas que perforan el subsuelo y permiten la apertura del pozo. Normalmente se utilizan varias en la apertura de un solo pozo.
- **Malacate:** Es la unidad que enrolla y desenrolla el cable de acero con el cual se sube y baja las tuberías que se van acoplando, y soporta el peso de la misma.
- **Sistema de lodos:** Es el encargado de preparar, almacenar, bombear, inyectar y hacer circular permanentemente el “barro de inyección” o “lodo de perforación”. Este lodo de perforación cumple varios objetivos, entre los cuales esta: Lubricar la broca, sostener las paredes del pozo y sacar a la superficie el material sólido que se va perforando.
- **Sistema de cementación:** Es el que prepara e inyecta un cemento especial con el cual se pegan a las paredes del pozo tubos de acero que componen el revestimiento del mismo.
- **Motores:** Es el conjunto de unidades que imprimen la fuerza motriz que requiere todo el proceso de perforación. Pueden ser motores diesel o eléctricos.

El tiempo de perforación de un pozo dependerá de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. En promedio se estima entre dos a seis meses.

La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto. Esto le ayuda a dar consistencia y a evitar derrumbes, para lo cual se van utilizando brocas y tuberías de menor tamaño en cada sección (ver figura 10). Así, por ejemplo, un pozo que en superficie tiene un diámetro de 26 pulgadas, en el fondo puede tener apenas 8,5 pulgadas.



Figura 10.- Diferentes tipos de brocas perforadoras

Durante la perforación es fundamental la circulación permanente del lodo de perforación, el cual da consistencia a las paredes del pozo, enfría la broca y saca a la superficie el material triturado. Este lodo se inyecta por entre la tubería y la broca y asciende por el espacio anular que hay entre la tubería y las paredes del pozo.

El material que saca sirve para tomar muestras y saber qué capa rocosa se está atravesando y si hay indicios de hidrocarburos.

Durante la perforación también se toman registros eléctricos y muestras geoquímicas, que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural.

Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan “corazones” y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están perforando.

Para proteger el pozo de derrumbes, filtraciones o cualquier otro problema propio de la perforación, se pegan a las paredes del pozo, por etapas, tubos de revestimiento con un cemento especial que se inyecta a través de la misma tubería y se desplaza por ascenso por el espacio anular, donde se solidifica.

La perforación debe llegar y atravesar las formaciones donde se supone se encuentra el petróleo. El último tramo de la tubería de revestimiento se llama “Liner de producción” y se fija con cemento al fondo del pozo. Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

2.3- Extracción del petróleo.

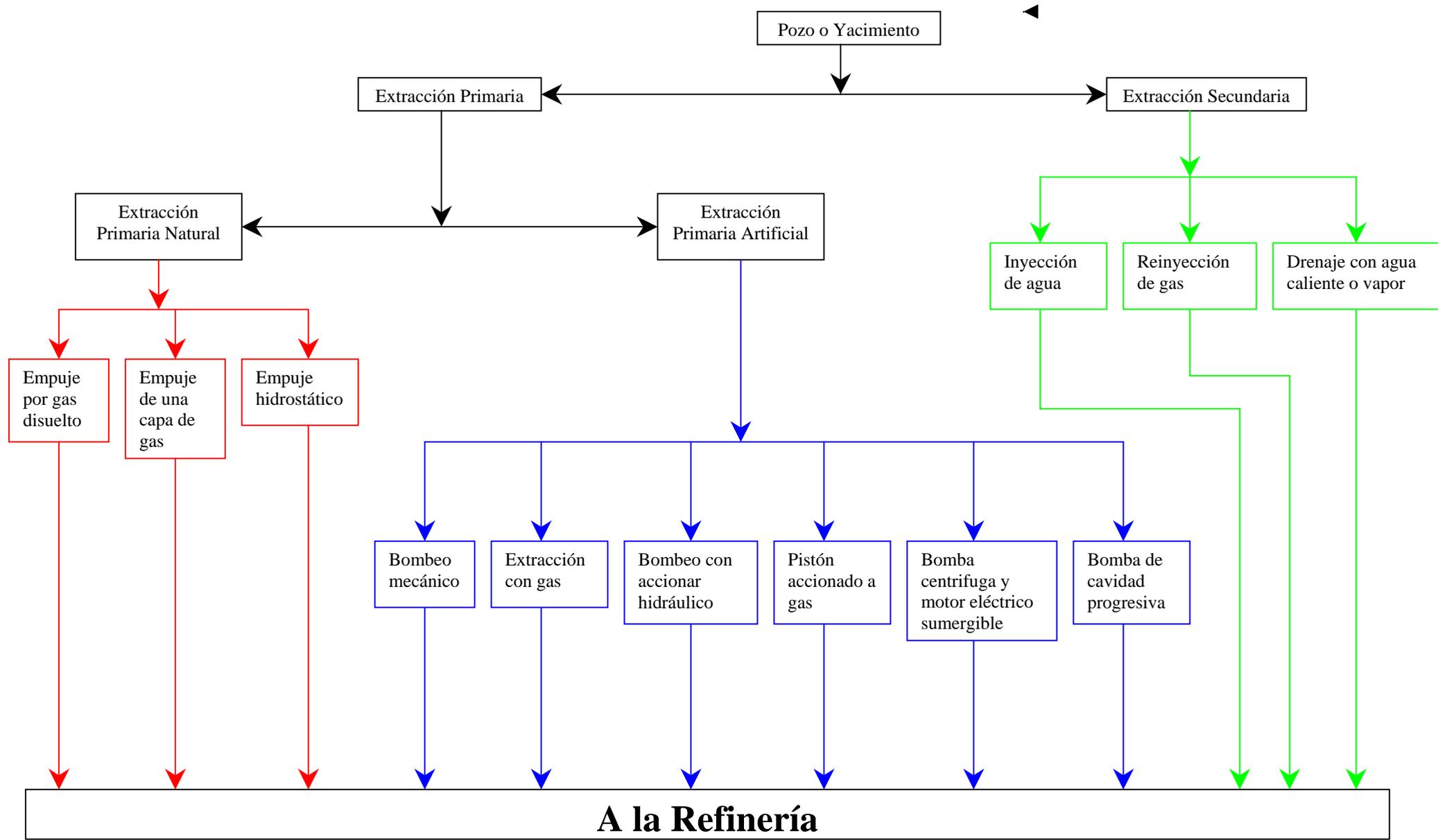
Luego de haber realizado la perforación, el pozo esta en condiciones de producir. En este momento puede ocurrir que el pozo sea puesto en funcionamiento por surgencia natural, lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones. Dependiendo de varias circunstancias, tales como la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca trampa, etc., el fluido llegará a la superficie con caudales satisfactorios o no satisfactorios.

Los fluidos de un yacimiento (petróleo, gas y agua), entran a los pozos impulsados por la presión a los que están confinados en el mismo. Si la presión es suficiente el pozo resulta ser “surgente”, es decir, produce sin la necesidad de ayuda. Pero en la mayoría de los casos esta surgencia natural decrece y el pozo deja de producir, y se dice que el pozo esta ahogado. Para proseguir con la extracción se procede a la utilización de métodos artificiales de bombeo.

Visto esto, se determinan dos grandes tipos de extracción en los pozos petroleros, que son:

- Extracción primaria (natural y artificial)
- Extracción secundaria.

Antes de comenzar a definir los diferentes métodos de extracción, se mostrará un diagrama de flujo con los métodos más utilizados.



2.3.1- Extracción primaria (natural y artificial). La extracción primaria es la que se realiza aprovechando la presión natural que se encuentra al interior del yacimiento (Surgencia). Los yacimientos tienen tres tipos principales de empujes naturales a saber:

2.3.1.1- Empuje por gas disuelto (Dissolved-gas drive). La fuerza propulsora es el gas disuelto en el petróleo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión. La extracción final suele ser inferior al 20% del total del yacimiento.

2.3.1.2- Empuje de una capa de gas (Gas-cap drive). Se genera cuando el gas acumulado sobre el petróleo, e inmediatamente debajo del techo de la trampa, genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos. La extracción de un campo con capa de gas es de un 40 a 50% del total del yacimiento.

2.3.1.3- Empuje hidrostático (Water drive). La fuerza impulsora más eficiente para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento es el empuje del agua acumulada debajo del petróleo. La extracción en un yacimiento con este tipo de empuje explotado racionalmente puede llegar al 60% del total del yacimiento.

La extracción de surgencia natural es la más económica, ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento. Los controles de la producción se realizan en la superficie por medio del llamado “Árbol de Navidad” (ver figura 11), compuesto por una serie de válvulas que permiten abrir y cerrar el pozo a voluntad. La surgencia se regula mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción que se quiera dar al pozo.

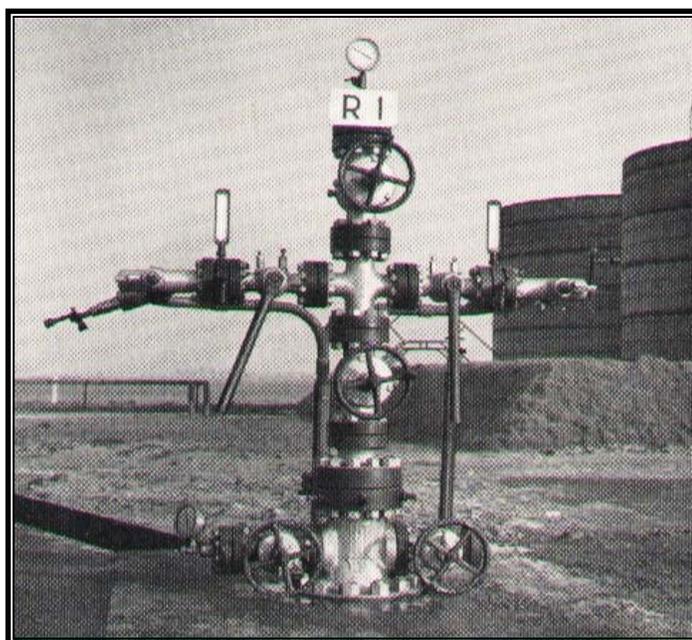


Figura 11.- Árbol de Navidad

Cuando la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente, se recurre a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo. Con la extracción artificial comienza la fase más costosa de la explotación del yacimiento.

Tanto para producir un pozo por surgencia natural, como por medios artificiales, se emplean las mismas tuberías de producción en tramos de aproximadamente 9 metros de longitud, unidos entre si por un sistema de rosca y cupla, y en distintos diámetros, desde 1,66 a 4,5 pulgadas según lo requiera el volumen de producción.

Entre los métodos de extracción primaria artificial tenemos:

2.3.1.4- El Bombeo mecánico. (Ver figura 12) Emplea varios métodos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de 2.400 a 2.500 metros de profundidad, es el de la bomba de profundidad, que consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de 2 a 7 metros de largo con un diámetro interior de 1 ½ a 3 ¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior esta unido a las varillas de bombeo. El costo promedio de este equipo asciende a US \$ 70.000 aproximadamente.



Figura 12.- Sistema de bombeo mecánico.

2.3.1.5- Extracción con gas (Gas Lift). Este método consiste en inyectar gas a presión en la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. La inyección de gas se hace en distintos lugares de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran al gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.

2.3.1.6- Bombeo con accionar hidráulico. Una variante también muy utilizada consiste en bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo, que se conoce como fluido matriz. Las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite. Este medio no tiene las limitaciones que tiene el medio mecánico para su utilización en pozos profundos o dirigidos.

2.3.1.7- Pistón accionado a gas (Plunger lift). Consiste en un pistón que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.

2.3.1.8- Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible. Es una bomba de varios estados. Esta montada axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico. El conjunto se baja en el pozo con una tubería especial la cual lleva adosado un cable para transmitir la energía eléctrica al motor. Este método permite bombear grandes volúmenes de fluidos.

2.3.1.9- Bomba de cavidad progresiva. El fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor) dentro de un alojamiento semielástico de igual geometría (estator) que permanece estático. El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre el rotor y el estator.

2.3.2- Extracción secundaria. Hasta este punto se han visto los métodos de extracción primaria, los cuales se caracterizan por aprovechar en primer lugar la energía propia del pozo, para luego utilizar métodos artificiales para su mejor extracción. Esta fase de extracción primaria permite obtener entre un 20 y 60% del petróleo que se haya en la reserva, y en algunos casos tratándose de petróleos viscosos, la extracción puede llegar a ser inferior al 20% del petróleo presente en la reserva.

Es por lo citado anteriormente que viene la idea de extraer el petróleo restante con métodos artificiales para así mejorar la productividad de los pozos y obtener mayores beneficios y ganancias.

Dentro de estos métodos están los siguientes:

2.3.2.1- Inyección de agua (Water drive). Consiste en inyectar agua al interior del pozo por debajo o alrededor del petróleo, para así obligarlo a subir por el efecto de diferencia de densidades.

2.3.2.1- Reinyección de gas (Gas drive). Se inyecta gas a altas presiones (Hasta 600 kg/cm^2), al interior del pozo y por encima del petróleo obligándolo a subir a la superficie.

2.3.2.3- Drenaje con agua caliente o vapor. Se inyecta agua caliente o vapor para desplazar el petróleo hacia la superficie del pozo y facilitar su extracción. El inconveniente de este método es su alto costo, pero es uno de los más efectivos, permitiendo recuperar hasta un 90% del pozo.

Además de la extracción secundaria, se suelen aplicar otros métodos llamados de “extracción terciaria o mejorada”, tales como la inyección de anhídrido carbónico (CO_2), solventes, polímeros, o métodos térmicos tales como la inyección de vapor o de combustión in situ. Pero al ser estos métodos de unos costos muy elevados, esta fase de extracción se lleva a cabo solo cuando los precios del crudo la vuelven económicamente factible, y la cantidad de petróleo remanente en el yacimiento lo amerita.

2.4- El petróleo en Chile.

La explotación de petróleo y gas en nuestro país esta concentrada totalmente en la XII región, principalmente en la zona del Estrecho de Magallanes y de la Isla Grande de Tierra del Fuego. Estos yacimientos petrolíferos están concentrados en tres zonas diferentes denominadas “distritos”: Continente, Isla Grande de Tierra del Fuego, y Costa afuera.

Actualmente la mayor producción de petróleo crudo y gas natural, proviene de los yacimientos costa afuera, desarrollados a partir de la década de los 80. Desde el año 1950 se han descubierto 23 yacimientos en la cuenca magallánica chilena, de los cuales 12 cuentan con reservas probadas de por lo menos 1600 millones de m^3 de gas cada uno. La forma de extracción que tienen estos yacimientos costa afuera, es a través de plataformas petroleras. Estos equipos de perforación se instalan, manejan y mantienen en una plataforma situada lejos de la costa (ver figura 13), en aguas de una profundidad de hasta varios cientos de metros. La plataforma puede ser flotante o descansar sobre pilotes anclados en el fondo marino.

Al igual que en las torres de perforación terrestre, la torre es en esencia un elemento para suspender y hacer girar el tubo de perforación, en cuyo extremo va situada la broca (Trépano); a medida que esta va penetrando en la corteza terrestre se van añadiendo tramos adicionales de tubo a la cadena de perforación. La fuerza necesaria para penetrar en el suelo procede del propio peso del tubo de perforación. Para facilitar la eliminación de la roca perforada se hace circular constantemente lodo a través del tubo de perforación (Al igual que en las torres

terrestres), que sale por las toberas situadas en la broca y sube a la superficie a través del espacio situado entre el tubo y el pozo. Con este método se han perforado con éxito pozos de hasta 6 kilómetros de profundidad, desde la superficie del mar.



Figura 13.- Plataforma petrolera Off shore.

De acuerdo a la legislación vigente, los yacimientos son de propiedad del estado, quien puede ejercer la facultad de explotarlos a través de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), concesiones administrativas o bien mediante contratos especiales de operación petrolera (CEOP) que son los que más se han utilizado en el último tiempo.

Sin embargo, nuestro país no posee las suficientes reservas de petróleo y gas natural como para poder abastecer la demanda interna. Es por esto que nuestro país se ve obligado a importar petróleo y gas desde otros países para así satisfacer la demanda. En este campo los países desde los cuales Chile importa petróleo son: Argentina, Brasil y Nigeria. Y los combustibles que más se importan son; Gas Licuado, Petróleo Diesel, Gasolina Automotriz y Petróleo crudo para refinación.

En nuestro país existen tres refinерías, las cuales pertenecen al grupo de empresas ENAP. Estas son:

- Refinería de Petróleo Aconcagua (Ex RPC S.A., ubicada en la V región)
- Refinería de Petróleo Bio-Bio (Ex Petrox S.A., ubicada en la VIII región)
- Refinería de Magallanes (Ubicado en la XII región).

En la actualidad Chile cuenta con una capacidad de almacenamiento, en terminales de petróleo crudo, combustibles líquidos y gas licuado de aproximadamente 3,3 millones de metros cúbicos. De este total un 35% corresponde a petróleo crudo, un 7% a gas licuado y un 58% a productos derivados de la refinación del petróleo (Gasolinas, Petróleo Diesel, Kerosene, etc.). Además cuenta con terminales marítimos, utilizados para la recepción y despacho de petróleo crudo y combustibles líquidos entre barcos y plantas de almacenamiento. Estos se encuentran ubicados en las regiones II, V, VIII y XII.

También se cuenta con una red de oleoductos que une las refinerías de Bio-Bio y Aconcagua, con los principales centros consumidores del país y con los terminales de abastecimiento de las compañías distribuidoras y ENAP. También existe un sistema aislado en Magallanes asociado a la explotación de crudo, de productos refinados y procesamiento de gas. Este sistema conecta los pozos de extracción con la refinería de Magallanes, facilitando la circulación de petróleo crudo hacia la refinería.

En el caso del gas natural, la infraestructura básica esta constituida por gasoductos y redes de distribución. Entre estos tenemos: GASANDES, ELECTROGAS, GASATACAMA y NORANDINO entre otras.

En la actualidad en Chile se obtienen los siguientes productos derivados de la destilación del petróleo crudo:

Combustibles:

- Gasolina de 93 Octanos.
- Gasolina de 95 Octanos.
- Gasolina de 97 Octanos.
- Gasolina de aviación 100/130
- Kerosene doméstico.
- Kerosene de aviación ASTM A-1 (Jet A-1).
- Petróleo Diesel.
- Petróleo Diesel ciudad (Bajo en contenido de azufre aprox. 50 p.p.m.)
- Gas Natural
- Gas licuado de petróleo.

Productos Industriales:

- Gasolina Blanca.
- Aguarrás mineral.
- Xileno industrial.

- Solvente mineral.
- Solvente 4.
- Solvente 10.
- Petróleo combustible N° 5.
- Petróleo combustible N° 6.
- IFO 180, e IFO 380.
- Pitch Asfáltico.
- Nafta Liviana.
- Azufre.

Productos Petroquímicos:

- Etileno.
- Polietileno.
- Polietileno de baja densidad.
- Propileno.
- Polipropileno.
- Polipropileno de alta densidad.

Hoy en día la exploración de petróleo en Chile se sigue realizando y focalizando en la zona de Magallanes y Tierra del Fuego. Pero la producción chilena de petróleo ha caído considerablemente en los últimos 15 años, esto debido a que los yacimientos se están acabando y no se han encontrado nuevos yacimientos dentro del territorio nacional.

Es por esto que ENAP ha realizado negocios con compañías petroleras extranjeras, y comenzado a explotar petróleo en el extranjero, pudiendo citar las explotaciones que ENAP esta realizando en Egipto y recientemente en Irán.

La producción chilena de petróleo apenas alcanza para cubrir un 9% de la demanda interna de petróleo, bajando su producción interna en casi un 75 % en los últimos 13 años.

Para finalizar este apartado, a continuación se mostrará la tabla 7 en la cual se ve el descenso en la producción chilena de petróleo en los últimos años.

Tabla 7.- Producción Chilena de petróleo.

Año	Producción (mt³)
1992	862.233
1993	825.082
1994	714.088
1995	605.135
1996	532.709
1997	489.043
1998	468.693
1999	367.846
2000	325.849
2001	309.790
2002	305.810
2003	297.256
2004	290.092

2.5- Transporte del petróleo.

2.5.1- Transporte hasta la refinería. El petróleo, junto con el gas y el agua asociados, son conducidos desde cada uno de los pozos de producción hasta baterías o estaciones colectoras a través de cañerías enterradas de entre 2 y 4 pulgadas de diámetro, o por oleoductos sobre la superficie como es el caso del oleoducto de Alaska (ver figura 14).

El material más común para estas líneas de conducción es el acero, aunque se utilizan cada vez más cañerías de PVC reforzado con fibra de vidrio, muy resistentes a la corrosión. La batería recibe la producción de un determinado número de pozos del yacimiento, generalmente entre 10 y 30. Allí se cumplen funciones de separación de los diferentes fluidos, la medición diaria del volumen producido total y en los casos necesarios, de cada pozo en particular. En el caso de petróleos viscosos, también se efectúa su calentamiento previo para facilitar su bombeo a plantas de tratamiento.



Figura 14.- Imagen de Oleoducto para transporte de petróleo.

Anterior a su llegada a la refinería, más aun, previo al transporte y al almacenamiento en la refinería, el petróleo crudo sufre algunos tratamientos. Estos tratamientos se dividen en dos principales:

2.5.1.1- Separación de gases. Con este tratamiento se consigue que cuatro gases que se encuentran disueltos a presión en el crudo, se separen con facilidad. Estos gases son:

1.- El Metano (CH_4) y el Etano (C_2H_6), componen el gas seco, así llamado porque no se licua por compresión. El gas seco se utiliza como combustible en el mismo yacimiento o se inyecta en los gasoductos, mezclándolo con el gas natural.

2.- El Propano (C_3H_8) y el Butano (C_4H_{10}), constituyen el gas húmedo que se licua por compresión. El gas líquido se envasa en cilindros de acero de 42-45 kg. La apertura de la válvula, que los recoloca a presión atmosférica, lo reconvierte en gas.

2.5.1.2- Deshidratación. Al llegar el crudo producido por los pozos, por lo general está acompañado por agua de formación. Sales contenidas en el agua, sólidos de distintos tipos y tamaños y otros contaminantes peligrosos y corrosivos. Ante esta situación es necesario separar los sólidos del crudo y proceder a deshidratarlo, es decir se elimina el agua y sal que naturalmente contiene el petróleo en formación, o el agua que producen otras capas. Este proceso se realiza en una planta deshidratadora o desaladora como veremos más adelante.

El hecho de acondicionar el crudo se realiza por una exigencia tanto de los transportadores, ya sean en barcos o en oleoductos, como de las refinерías, que es su destino final.

Dentro de estas exigencias se establece que el petróleo no contenga un porcentaje de agua e impurezas mayor al 1% y un máximo de 100 gramos de sales por cada metro cúbico de producto.

El petróleo, una vez separado de los sedimentos, agua y gas asociados, se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que los transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación, donde se transporta por medio de buques petroleros.

2.5.2- Transporte a través del mundo. El buque petrolero, o mas conocido como buque tanque (Tanker oil en ingles), constituye la herramienta más eficaz para el transporte de petróleo a través del mundo. Es una unidad especializada del transporte marítimo, dedicada exclusivamente, a la carga de petróleo crudo y productos refinados. El convenio SOLAS define como buque tanque “Un buque de carga construido o adaptado para el transporte a granel de cargamentos líquidos de naturaleza inflamable”. (Ver figura 15).

Los buques petroleros suponen el 92% de la flota total de buques tanque (El resto se dividen entre gaseros y quimiqueros). Se trata de una flota muy heterogénea en cuanto al tamaño de los buques que la componen, cuyos extremos van desde el gigantesco Súper-petrolero de más de 400.000 toneladas de peso muerto (TPM), conocidos en el sector como ULCC (Ultra Large Crude Carrier), hasta el pequeño buque de unos pocos miles de toneladas de peso muerto, dedicados al cabotaje, pasando por los VLCC (Very Large Crude Carrier), cuyas toneladas de peso muerto fluctúan entre 200.000 y 300.000 toneladas. Entre medio existe una gama amplia de tamaños con denominaciones en inglés que responden a diferentes criterios en función de su capacidad de carga. Tal es el caso de los Suezmax y los Panamax que son buques que tienen la máxima manga permitida en los canales de Suez y de Panamá respectivamente (Los buques Panamax tienen una manga máxima de 32 m y los Suezmax una manga de 47,435 m).

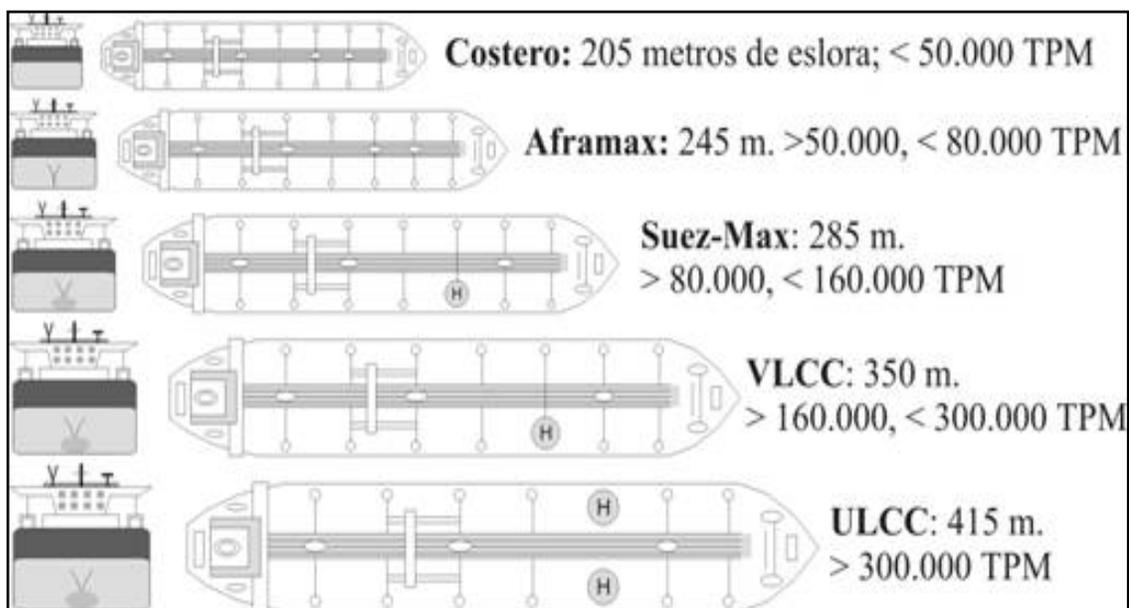


Figura 15.- Diferentes buques petroleros y sus dimensiones.

Para el caso de captación y transporte de gas desde pozos exclusivamente gasíferos, es necesario contar con instalaciones que permitan la separación primaria de líquidos y el manejo y control de la producción de gas, normalmente a mayor presión que el petróleo. El movimiento del gas a plantas y/o refinerías se realiza a través de los denominados gasoductos, bombeándolo mediante compresores. Además se transporta gas mediante buques gaseros que también es un tipo de buque tanque.

2.5.2.1- La problemática de la contaminación y la Normativa Internacional. El 18 de Marzo de 1967, el buque tanque “Torre Canyon”, en ruta hacia Milford Haven (Inglaterra), intentó pasar entre las Islas Scilly y los requeríos de Seven Stones. Como consecuencia de este acto, el buque se llevó por delante a la roca Pollard, rasgando su casco y dejando sus seis estanques en contacto con el mar y vertiendo las 120.000 toneladas de crudo que transportaba. El desastre fue completo. Además de la falta de procedimientos adecuados para combatir el derrame se notaron los primeros resultados de la globalización en el transporte marítimo. El “Torre Canyon” estaba registrado en Liberia, era propiedad de una subsidiaria de la Union Oil, tenía tripulación Italiana y estaba charteado a la British Petroleum.

Este accidente, por su magnitud, llevó a las autoridades de la época a cuestionarse sobre la demostrada negligencia, y sobre las normativas aplicadas a la construcción de buques tanques y a los procedimientos en caso de accidentes, y la contaminación provocada. El daño ecológico causado fue inmenso, pero la forma de terminar con la contaminación no fue la más adecuada, ya que el buque fue bombardeado por la aviación británica, con el objetivo de consumir el petróleo. Aunque la preocupación por la contaminación venía desde antes, no cabe duda que fue este desastre marítimo el que anticipó todas las medidas y normas subsiguientes.

En el año 1954, en el Reino Unido ya se había realizado la conferencia que resultó en la “Convención Internacional para Prevenir la Contaminación del mar por Petróleo” (OILPOL 1954). Su entrada en vigor se produjo con la convención OMI de 1958.

Aunque en cierto modo la OILPOL de 1954 trataba el tema de la contaminación, el crecimiento del comercio del petróleo, el aumento del tamaño de los buques y su pérdida de maniobrabilidad, y las modificaciones en las prácticas comerciales hicieron ver la necesidad de una normativa más estricta. Todavía no ocurría el desastre del “Torre Canyon”.

La OMI continuó con su prédica y surgieron la Convención MARPOL de 1973 y la Conferencia de 1978 con sus normas tendientes a disminuir este flagelo ecológico.

En el año 1989 el “Exxon Valdez” varó en Alaska produciendo un desastre de tal magnitud, que los Estados Unidos, descontentos con la debilidad que mostraban las reglamentaciones internacionales, establecieron las “Normas para prevenir contaminación por los buques” denominadas “OPA 90”.(Oil Pollution Act of 1990).

La sección 4115 del “OPA 90” excluye a los buques tanques de casco simple mayores a 5.000 TRG (Toneladas de Registro Grueso) de las aguas estadounidenses a partir del año 2010, aparte de los de doble fondo o doble costado que podrán continuar hasta el 2015 independiente de su edad.

A partir del 2000 los Aframax y la mayoría de los Suezmax sin doble fondo o doble costado que exceden los 23 años de edad no pueden navegar a Estados Unidos (Aframax aproximadamente 80 a 105 mil Toneladas de Peso Muerto; Suezmax aproximadamente 120 a 165 mil Toneladas de Peso Muerto).

En 1992 las enmiendas al Anexo 1 de la Convención MARPOL establecieron la obligatoriedad de tener doble casco a las nuevas construcciones y determinaron el lapso en que debían modificarse o desaparecer las viejas.

La enmienda al MARPOL 92 hizo obligatorio para los petroleros de más de 5.000 TPM. ordenados luego del 6 de Julio de 1993, el tener doble casco o un casco alternativo de acuerdo al diseño de la OMI (Regla 13F del Anexo I MARPOL 73/78). Todos los petroleros existentes tienen que convertirse (o desaparecer) cuando llegan a una cierta edad, en principio más de 30 años. Esta medida se escalona en varios años, dada la falta de capacidad en los astilleros y además no se podría obligar a todos los buques petroleros de casco simple a transformarse inmediatamente sin causar un problema al tráfico marítimo de hidrocarburos y a la industria Naval.

Aunque el doble casco fue adoptado en 1992, un nuevo desastre marítimo, el del buque “Erika”, motivó que miembros de la OMI discutieran propuestas para acelerar el proceso de reemplazo de los tanqueros de casco simple.

El buque “Erika” era un petrolero de casco simple, de 24 años de antigüedad, mal conservado, que navegaba con bandera de Malta. El 12 de Diciembre de 1999 soportó como pudo una fuerte tormenta a 40 millas de la costa de Bretaña. Se partió en dos y se fue al fondo del mar. 14.000 toneladas de petróleo de las 30.000 que transportaba se derramaron al mar. El resto sigue saliendo de a poco. Miles de pájaros murieron y 400 km. de costa quedaron contaminados.

Como resultado de lo anterior, en Abril del 2001, se adoptó un nuevo escalonamiento para la transformación de cascos existentes. Estas Normas entrarán en vigor el 1 de septiembre de 2003. Esta regla es la 13G y determina el proceso de transformación y fija al año 2015 como la meta principal para los petroleros de casco simple.

Las Reglas revisadas establecen tres categorías de petroleros:

Petrolero Categoría 1. Significa petrolero de 20.000 TPM (Toneladas de Peso Muerto), o más que transporte crudo, fuel oil, diesel pesado, o aceite lubricante como carga y los de 30.000 TPM o más que transporten otros tipos que no cumplan con las normas de tanques

segregados de lastre. (Conocidos como petroleros pre-MARPOL). Sus fechas límites se muestran en la tabla 8.

Petrolero Categoría 2. Significa petrolero de 20.000 TPM o más que transporte crudo, fuel oil, diesel pesado, o aceite lubricante como carga y los de 30.000 TPM o más que transporten otros tipos y que cumplan con las normas de tanques de lastre segregado. (Petroleros MARPOL). Sus fechas límites se muestran en la tabla 9.

Petrolero Categoría 3. Significa petrolero de 5.000 TPM o más, pero menos que el tonelaje especificado en las otras categorías. Sus fechas límites se muestran en la tabla 10.

Aunque el nuevo escalonamiento fija al año 2015 como el límite principal para los buques de simple casco, la administración de la bandera puede permitir a petroleros nuevos de simple casco registrados en ese país y que se adapten a ciertas especificaciones técnicas, a continuar navegando hasta que cumplan 25 años.

Sin embargo, y de acuerdo a lo especificado en el párrafo 8(b) de la regla 13G cualquier Estado Portuario puede negar la entrada a estos buques a puertos o terminales costa afuera. Esta intención será comunicada a la OMI. Los miembros de la Comunidad Europea, Chipre y Malta ya anunciaron que se adherirán a esta prohibición y no permitirán que entren a sus puertos después del 2015.

Además se les aplicará a los buques petroleros el CAS (Condition Assessment Schema o en español “Esquema de Evaluación de las Condiciones”) incluido en la enmienda 2001 al Anexo I. Esta evaluación será aplicada a los petroleros de las Categorías 1 y 2. En los de la Categoría 1, los que continúen navegando después del 2005 y en la Categoría 2 los que lo hagan después del 2010. Este esquema que no modifica Normas de la OMI, establece controles más estrictos en las condiciones de mantenimiento del buque y en la realización de inspecciones y en la veracidad de la documentación.

Como dice la OMI, los requerimientos del CAS incluyen verificaciones transparentes y mejoradas de las condiciones estructurales denunciadas del buque y la verificación de que los procedimientos de peritaje y control de documentos se han llevado a cabo correctamente y completamente. El Esquema requiere que el cumplimiento de las normas CAS se establezca durante las Inspecciones del Programa Mejorado de Inspección, simultáneo a las Inspecciones intermedias o de renovación requeridos por la Resolución A.774 (18).

En las tablas siguientes se establecen las fechas límites permitidas de acuerdo a las edades de los buques (o fecha de entrega) establecidas en la Norma 13G del Anexo I (Enmienda de 1999).

Tabla 8.- Fechas Límite para buques Categoría 1

Fecha Límite	Año de Entrega
2003	Para buques entregados hasta 1973
2004	Para buques entregados en 1974 y 1975
2005*	Para buques entregados en 1976 y 1977
2006*	Para buques entregados en 1978, 1979 y 1980
2007*	Para buques entregados en 1981 o más tarde

Tabla 9.- Fechas Límite para buques Categoría 2

Fecha Límite	Año de Entrega
2003	Para buques entregados hasta 1973
2004	Para buques entregados en 1974 y 1975
2005	Para buques entregados en 1976 y 1977
2006	Para buques entregados en 1978 y 1979
2007	Para buques entregados en 1980 y 1981
2008	Para buques entregados en 1982
2009	Para buques entregados en 1983
2010*	Para buques entregados en 1984
2011*	Para buques entregados en 1985
2012*	Para buques entregados en 1986
2013*	Para buques entregados en 1987
2014*	Para buques entregados en 1988
2015*	Para buques entregados en 1989 o más tarde

* Sujeto al cumplimiento de las normas CAS.

Tabla 10.- Fechas Límite para buques Categoría 3

Fecha Límite	Año de Entrega
2003	Para buques entregados en 1973 o antes
2004	Para buques entregados en 1974 y 1975
2005	Para buques entregados en 1976 y 1977
2006	Para buques entregados en 1978 y 1979
2007	Para buques entregados en 1980 y 1981
2008	Para buques entregados en 1982
2009	Para buques entregados en 1983
2010	Para buques entregados en 1984
2011	Para buques entregados en 1985
2012	Para buques entregados en 1986
2013	Para buques entregados en 1987
2014	Para buques entregados en 1988
2015	Para buques entregados en 1989 o más tarde

Todo lo anterior por supuesto relacionado con el doble casco. La OMI mantiene además estrictas normas referidas, entre otras, al control del posicionamiento del buque en alta mar y su información a las estaciones costeras.

En Diciembre del año 2000 la OMI estableció requerimientos obligatorios para la existencia a bordo de sistemas automáticos de identificación (AIS's), capaces de dar información sobre el buque a otros buques y a las estaciones costeras. Esta Norma es un nuevo capítulo en el SOLAS (Capítulo V Seguridad en la Navegación), y entró en vigencia el 1 de Julio de 2002. Esta reglamentación obliga a la instalación de equipos AIS en todos los buques de 300 o más toneladas de TRG que realicen viajes internacionales, buques de 500 o más TRG que no realicen viajes internacionales y buques de pasajeros independientemente de su tonelaje construidos desde el 1 de Julio del 2002.

Los buques petroleros construidos antes de esa fecha deberán tener instalado el sistema AIS a no más tardar luego de la primera Inspección de Seguridad de equipo o después del 1 de Julio del 2003 (Los Sistemas Automáticos son también llamados "Cajas Negras").

A pesar de todas estas Normativas y Enmiendas a MARPOL, un nuevo y gran desastre marítimo obligó a la OMI a revisar y replantear todas las fechas de paso a retiro de los petroleros de casco simple. Este desastre fue el del buque "Prestige" en costas Españolas el 13 de Noviembre del año 2002.

La Comunidad Europea tiene los llamados “Paquetes Erika 1 y 2” con fechas tentativas de “Phase-out” de petroleros de casco simple. Las comunidades pesqueras de Galicia y las zonas donde se produjeron los más grandes daños ecológicos comenzaron a presionar fuertemente a las autoridades de los países de la Comunidad Europea para que a la brevedad se eliminen de los mares esos buques.

El día 20 de Diciembre de 2002 la “Commission of the European Communities” presentó una propuesta al Parlamento Europeo que se resume en lo siguiente:

1.- Introducción. La respuesta de la Comisión ante el derrame del “Prestige” debe verse dentro de lo actuado con relación al “Erika” en Diciembre del año 1999. Una de las medidas resultantes del llamado “Paquete Erika 1” fue una propuesta de retiro gradual de petroleros monocasco. La Regla se adoptó el 18 de Febrero de 2002 y entró en vigencia el 1 de Septiembre del 2002 (Regla EC Nº 417/2002). Esta regla también es aplicada a nivel internacional por la OMI en la reunión del Comité de Protección al Ambiente Marino de Abril del 2002. Estaba claro que en vista del nuevo desastre ambiental (el “Prestige”), los esquemas propuestos no eran lo suficientemente ambiciosos.

La reunión del Consejo de Transporte del 6 de Diciembre de 2002, pidió un adelantamiento en la fecha de retiro de tanqueros de casco simple (o monocascos), la aplicación del CAS en buques de 15 años, y el acuerdo administrativo entre Estados Miembros de prohibir la entrada a puertos de tanqueros de casco simple que transportan combustibles pesados.

La Comisión propone que se logren estos objetivos modificando (en la enmienda) la regla (EC) Nº 417/2002.

2.- Acción Propuesta a nivel Comunitario. Tres modificaciones a la Regla existente:

- a) Los combustibles pesados serán transportados solo por petroleros de doble casco.
- b) Asegurar en lo particular que buques tanques de casco simple de la Categoría 1 no operen más allá de los 23 años y del 2005; o 28 años y 2010 para los de la Categoría 2; y 28 y 2015 para los de Categoría 3.
- c) Una más amplia aplicación del régimen especial de inspección para petroleros (CAS) para evaluar la condición estructural de los petroleros de casco simple que han pasado los 15 años de edad

La comisión en uno de los párrafos de la propuesta, insiste en la necesidad de aprobar estos cambios en la legislación y de que su puesta en vigencia no exceda el mes de Marzo del año 2003.

La cantidad de hidrocarburos vertidos en el mar desde los buques presenta picos extraordinarios debido a los accidentes puntuales de grandes petroleros. En el periodo 1989-1998 se registraron 366 derrames de más de 7 toneladas, con un total de 1.251.000 toneladas de petróleo perdidas en el mar, de los cuales el 71 % (893.000 Ton) fueron causadas por no más de 10 vertidos, menos del 1 % del total de los accidentes. Un único accidente puede disparar las estadísticas. A continuación se verá la tabla 11 que muestra los principales accidentes de buques petroleros.

Tabla 11.- Principales Accidentes de Buques Petroleros.

Buque	Año	Localización	Crudo perdido (Toneladas)
Atlantic Empress	1979	Tobago	280.000
ABT Summer	1991	700 millas de Angola	260.000
Castillo de Belver	1983	Saldaña Bay, Sudáfrica	257.000
Amoco Cadiz	1978	Costas Francesas de Bretaña	227.000
Haven	1991	Genova, Italia	140.000
Odysee	1988	700 millas de Nueva Escocia	132.000
Torrey Canyon	1967	Islas Scilly	119.000
Urquiola	1976	La Coruña, España	108.000
Hawaiian Patriot	1977	300 millas de Honolulu	99.000
Independenta	1979	Bosphorus, Turquía	93.000
Braer	1993	Islas Shetland	85.000
Khark 5	1989	120 millas de Marruecos	80.000
Jacob Maersk	1975	Oporto, Portugal	80.000
Aegean Sea	1992	La Coruña, España	72.000
Katina P	1992	Maputo, Mozambique	72.000
Nova	1985	20 millas de Irán	70.000
Wafra	1971	Cape Agulhas, Sudáfrica	65.000
Assimi	1983	55 millas de Muscat, Omán	53.000
Metula	1974	Estrecho de Magallanes, Chile	53.000
Exxon Valdez	1989	Prince William Sound, Alaska	37.000
Prestige	2002	La Coruña, España	77.000

Como conclusión a este apartado, podemos decir que a pesar de todas las normativas vigentes para la regulación de buques petroleros, aún es probable que ocurran nuevos desastres marítimos. Como consecuencia de los últimos desastres, la Comunidad Europea exigió una aceleración de las fechas de pase a retiro de los petroleros de casco simple, así como un

control más estricto de los buques más viejos de la flota que naveguen por aguas Europeas (Aplicación de CAS). Estas exigencias ya están siendo aplicadas en la mayoría de los puertos europeos, mientras que la OMI esta buscando aplicar todas estas normativas en el resto de los países del mundo para tratar de reducir al mínimo los posibles desastres que puedan ocurrir a futuro.

La solución más aceptada es la creación de buques petroleros de doble casco (ver Figura 16). Para esto las casas clasificadoras ABS (American Bureau Of Shipping), LR (Lloyd's Register), y DNV (Det Norske Veritas), están trabajando en la creación de un nuevo set de reglas unificadas para la construcción de buques petroleros de doble casco, para buques de más de 150 metros de eslora. El objetivo de estas es asegurar un correcto funcionamiento de los petroleros doble casco y se espera que estas normas se empiecen a aplicar este año (2005).

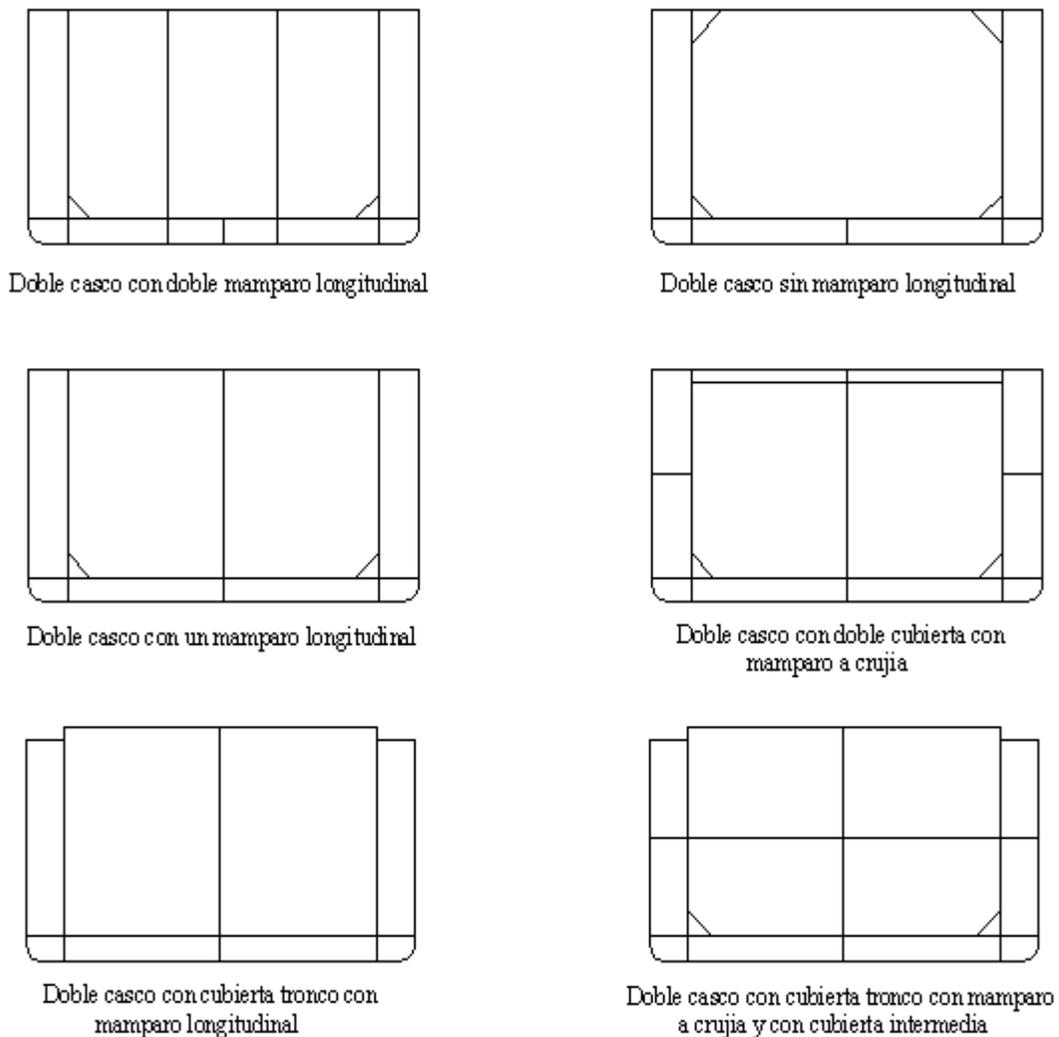


Figura 16.- Diferentes formas de buques petroleros doble casco

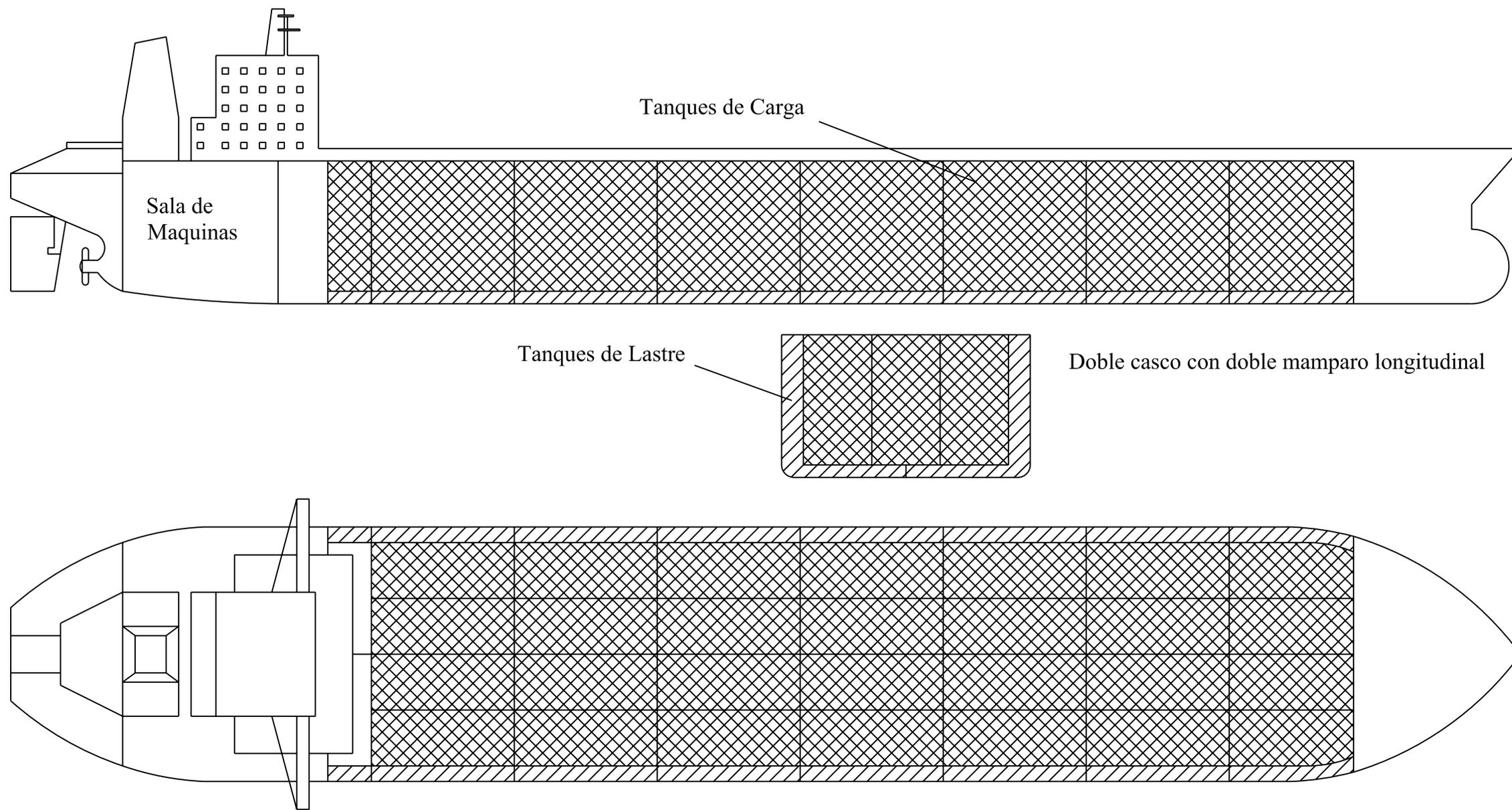


Figura 17.- Modelo de un buque petrolero con doble casco y mamparo longitudinal

2.6- Comercio del petróleo

El papel del transporte en la industria petrolífera es considerable. El petróleo constituye largamente la principal mercancía, en peso y volumen, del transporte marítimo mundial, con 2152,6 millones de toneladas métricas, que representan casi el 40% del total de todas las cargas transportadas por mar en el año 2002. De los 2152,6 millones de toneladas de petróleo transportadas por vía marítima, el 77,4% (1666,7 millones de toneladas), corresponden a petróleo en su estado crudo, el cual es transportado a las diferentes refinerías de las compañías petroleras alrededor del mundo. El 22,6% restante (485,9 millones de toneladas), corresponde a productos derivados de la refinación del petróleo, tales como gasolinas, fuel oil y otros productos. Este gran volumen de transporte está provocado por la localización de los centros de producción de crudo más importantes (Golfo Pérsico, Golfo de Guinea, Siberia y Venezuela), en relación con las refinerías (Europa occidental, Norteamérica, Japón y Extremo Oriente).

Europa, con excepción de los países que formaban la antigua Unión Soviética, participa con 696.9 millones de toneladas, el 32,4% del volumen total de petróleo comercializado, de los cuales 587,4 millones corresponden a importaciones de petróleo, lo que convierte a Europa como conjunto geográfico en el mayor importador mundial de petróleo, mientras que los restantes 109,5 millones de toneladas corresponden a exportaciones. Del comercio Europeo de hidrocarburos, el 77% corresponde a petróleo crudo, y el resto a productos refinados; y dentro de este concepto de productos refinados, el 18% (aproximadamente 30 millones de toneladas), corresponde a fuel oil.

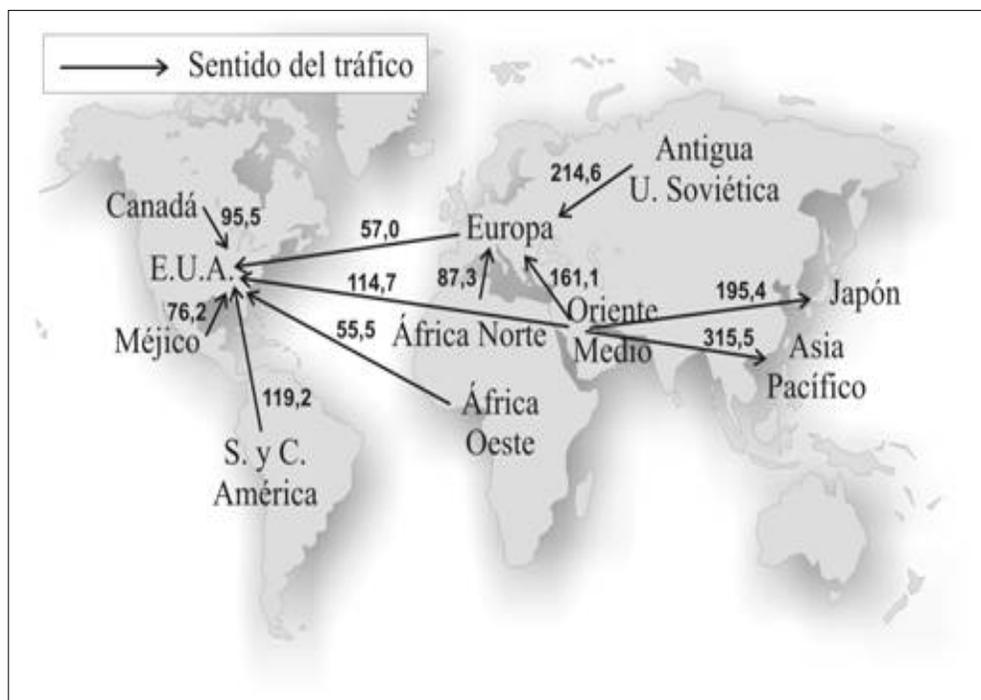


Figura 18.- Movimientos de petróleo superiores a 50 millones de toneladas año 2002

Como puede observarse en la Figura 18 el petróleo crudo que llega hasta Europa proviene mayoritariamente del Golfo Pérsico, del Golfo de Guinea, Norte de África y Rusia.

De las dos vías marítimas de acceso a Europa, la vía atlántica contempla el 70% del tráfico, unos 490 millones de toneladas, y la vía mediterránea el otro 30%. Los principales puertos Europeos receptores de hidrocarburos son:

- Róterdam (Holanda), con más de 100 millones de toneladas por año.
- Marsella (Francia), con más de 48 millones de toneladas por año.
- Le Havre (Francia), con más de 35 millones de toneladas por año.
- Trieste (Italia), con más de 35,7 millones de toneladas por año.
- Wilhemshaven (Alemania), con más 32,6 millones de toneladas por año.

Sin embargo estas imponentes cifras de transporte marítimo no incluye el paso de petroleros frente a las costas europeas, tanto atlánticas como mediterráneas, con destino a países no europeos (ver figura 19).

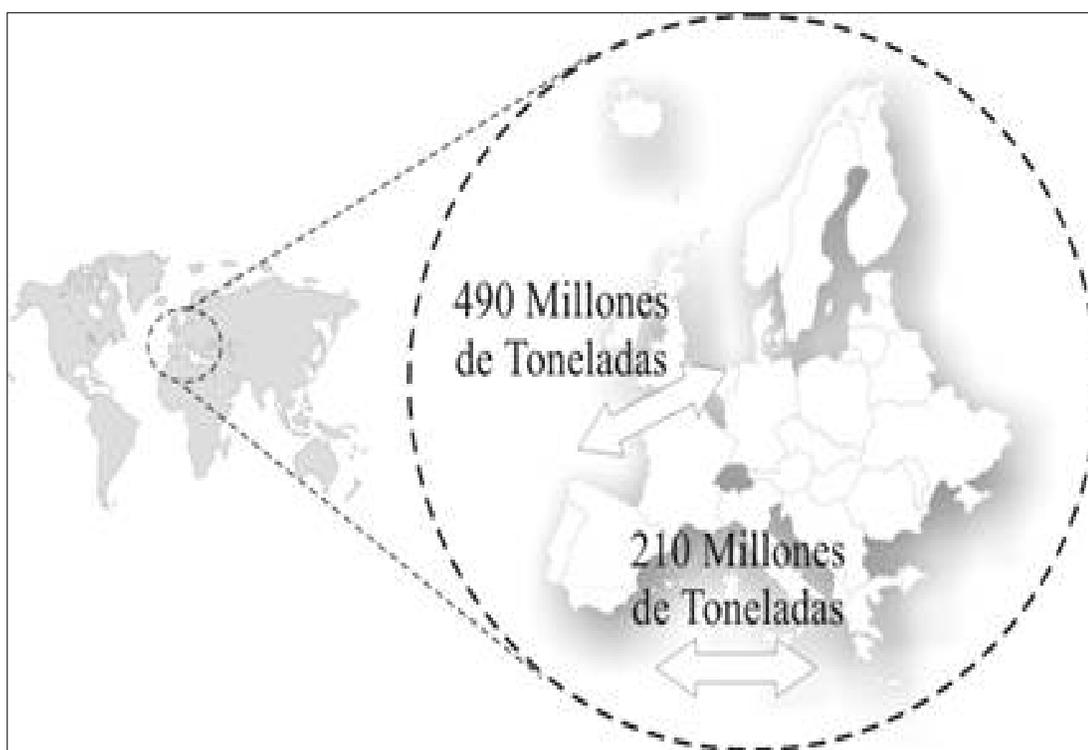


Figura 19.- Trafico de petróleo en Europa según las vías de entrada al continente.

Tras Europa viene Estados Unidos y Japón como los países que más importan petróleo.

2.7- Reservas mundiales de petróleo y su proyección.

Todos sabemos que el petróleo es un recurso natural no renovable y que por lo tanto no durará para siempre. Hoy en día las reservas de petróleo a nivel mundial sumando a los 14 principales países productores de petróleo, ascienden a 1144,867 millones de barriles (ver tabla 12). De este total, solamente Arabia Saudita tiene el 25% con 259,400 millones de barriles (1barril = 159 lts.), siendo secundado por Canadá que gracias a los últimos descubrimientos realizados tiene un total de 178,893 millones de barriles en sus reservas.

Tabla 12.- Principales países productores de petróleo y sus reservas.

Año	2000	2002	2003	2004
Arabia Saudita *	261,000	259,200	259,300	259,400
Canadá	----	4,858	180,021	178,893
Irán *	89,700	89,700	89,700	125,800
Irak *	112,500	112,500	112,500	115,000
Emiratos Árabes Unidos *	97,948	97,800	92,200	97,800
Kuwait *	94,000	94,000	94,000	96,500
Venezuela *	72,600	77,685	77,800	77,800
Rusia	57,277	65,400	60,000	60,000
Libia *	29,500	29,500	29,500	36,500
Nigeria *	22,500	24,000	24,000	25,000
Estados Unidos	21,034	22,446	22,446	22,677
China	24,000	24,000	18,250	18,250
México	28,259	25,425	15,124	16,040
Qatar *	----	15,207	15,207	15,207

*** Países miembros de la OPEP**

En conjunto los países miembros de la OPEP poseen 849,007 millones de barriles del total de reservas estimadas en el año 2004, que ascienden a un 74,16% de las reservas mundiales. Esta organización en conjunto lidera el mercado mundial del petróleo, sobre todo en el ámbito de las exportaciones, ya que países como Estados Unidos, Japón y los Países de la Unión Europea, importan la mayor cantidad de petróleo que utilizan, desde estos países.

El petróleo, como fuente energética no renovable, ya está dando señales de su agotamiento a nivel de las reservas mundiales y de su ritmo productivo. A este hecho hay que añadir el preocupante aumento de la demanda. Así pues el consumo en 10 años más se incrementará en 20 millones de barriles diarios, y al mismo ritmo de crecimiento, en el año 2020

la demanda estará cerca de los 115 millones de barriles diarios. Se estima en que la tasa de caída anual en cuanto a producción corresponde a un 5%. Esto supone que en 10 años se podría llegar a un déficit cercano a los 60 millones de barriles diarios.

Estados Unidos es el principal país del mundo en el consumo de petróleo con un consumo anual del 25% de la producción mundial, y con un incremento en la última década del 17%, mientras que Europa lo hizo en un 7%.

Según proyecciones hechas por la OPEP, las reservas actuales de petróleo solo alcanzarían para unos 80 años más, siempre y cuando se siga manteniendo un ritmo de consumo de petróleo muy parecido al actual, por lo que esa cifra es muy probable que disminuya inclusive hasta la mitad de ese tiempo.

2.8.- Refinado del petróleo crudo.

El petróleo crudo llega finalmente a las refinerías en su estado natural para su procesamiento (ver figura 20). Una refinería es un enorme complejo donde el petróleo crudo se somete en primer lugar a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos auxiliares que permiten extraerle buena parte de la variedad de componentes que contiene.



Figura 20.- Vista general de una refinería.

El petróleo posee una gran cantidad de compuestos, al punto que de él se pueden obtener alrededor de 2000 productos. Como este compuesto por más de 1000 hidrocarburos

diferentes, es imposible realizar la separación de cada uno de ellos. En las refinerías lo que se hace es descomponer el petróleo crudo en fracciones, de composición y propiedades aproximadamente constantes, destilándolo entre dos temperaturas prefijadas.

Todos los procesos de destilación del petróleo son fundamentalmente iguales. En principio, todos requieren de las siguientes unidades esenciales o equipos: (1) retortas tubulares u otros calentadores; (2) torres de fraccionamiento; (3) columnas de separación por arrastre con vapor de agua; (4) intercambiadores de calor; (5) condensadores y refrigerantes; (6) bombas y tuberías de conexión; y (7) depósitos de almacenamiento.

2.8.1- Factores que intervienen en el destilado de los petróleos. Sin embargo, al adaptar estas unidades al tratamiento de un petróleo en particular, se deben considerar numerosos factores, siendo los más importantes los siguientes:

- Intervalo de ebullición del petróleo crudo.
- Estabilidad del petróleo crudo con respecto al calor.

2.8.1.1- Intervalo de ebullición del petróleo. La temperatura de ebullición de algunos petróleos crudos es tan elevada que no pueden ser vaporizados a la presión atmosférica sin descomponerse, mientras que otros, por el contrario, deben ser mantenidos a presión, pues, si no, se vaporizarán a temperatura ambiente. Como ejemplo de este último caso tenemos la gasolina natural cruda, que contiene cantidades relativamente grandes de hidrocarburos gaseosos, por lo que debe ser destilada a presión. Como estos hidrocarburos son los productos de la parte superior de la columna o torre de destilación, para condensar un reflujo líquido de propano y butano es necesario someterlos a una presión de 9 a 20 kg/cm², habiéndose tratado de enfriar la parte superior de la columna sin resultado práctico. La regulación de la temperatura de los condensadores de reflujo se realiza por medio de la temperatura del agua de refrigeración, y la presión requerida depende de la presión de vapor del material de reflujo a la temperatura existente en el condensador.

Cuando los petróleos crudos son de alto punto de ebullición surge la dificultad opuesta. A temperaturas superiores a 375° C aproximadamente, comienza una intensa descomposición, y por esta razón, ciertos petróleos como el petróleo crudo reducido o toppeado, los alquitranes y los petróleos crudos pesados no pueden ser destilados a presión atmosférica. Para estos petróleos que tienen límites de ebullición tan elevados, debe recurrirse a la destilación al vacío o por arrastre con vapor de agua, y en algunos casos es necesario emplear ambos procedimientos simultáneamente.

Cuando se destila un petróleo crudo para obtener gasolina, kerosene y una parte de gas oil, puede requerirse una temperatura de 395° C aproximadamente a la salida de la retorta

tubular. Por lo tanto, normalmente es necesario introducir una pequeña cantidad de vapor de agua para mantener la temperatura a 375° C, y esto origina una temperatura en el vaporizador de la torre de 350° C aproximadamente.

2.8.1.2- Estabilidad del petróleo crudo con respecto al calor. Aunque el intervalo de ebullición de un petróleo crudo es un factor de importancia, debe tenerse en cuenta la estabilidad del mismo a las altas temperaturas. Todos los petróleos comienzan a descomponerse a más o menos 360° C, dando productos de más bajo punto de ebullición.

El empleo de temperaturas elevadas, origina también pérdidas en los aceites lubricantes pesados, pudiendo estimarse que la reducción en el rendimiento alcanza de un 10 a un 15%, cuando se emplean temperaturas demasiado altas, produciéndose una descomposición moderada de los productos pesados en aceites lubricantes ligeros y gas oil.

Además el refinador necesita información sobre los siguientes extremos:

- 1.- Base y propiedades generales del petróleo crudo
- 2.- Presencia de impurezas, tales como azufre, sal y emulsiones, las cuales causan dificultades en el proceso de refinación.
- 3.- Datos para el proyecto y fabricación. En primer lugar se requieren curvas de temperaturas y densidades en función del porcentaje destilado.
 - a) Curva de fraccionamiento o de destilación de puntos de ebullición verdaderos.
 - b) Curva de equilibrio o de vaporización instantánea.
 - c) Curva de densidad A.P.I. o de peso específico de cada fracción destilada.
- 4.- Curvas de las características de las fracciones con relación al porcentaje destilado (curvas de porcentaje medio) o de las propiedades medias de una serie de fracciones con relación al porcentaje del rendimiento (curvas de rendimiento), mediante las cuales se pueden apreciar los rendimientos. Entre las curvas de las características naturales están:
 - a) Viscosidad de las fracciones de aceites lubricantes.
 - b) Número de octano de las fracciones de gasolina.
 - c) Punto de anilina de las fracciones de disolventes, kerosene o Diesel.
 - d) Penetración de los residuos asfálticos.
 - e) Viscosidad de los residuos de destilación.
- 5.- Productos elaborados. Una vez establecidas las propiedades generales y los rendimientos por medio de las curvas de destilación y de características, y estudiado el aspecto económico de las diversas fracciones obtenidas del petróleo crudo, la mayoría de los refinadores consideran que deben obtenerse muestras grandes de los productos que presentan más posibilidades de comercializarse. Se emplean aparatos de destilación discontinua o de escala semiindustrial y se

investigan algunos detalles como tratamiento químico, contenido de azufre, sensibilidad al plomo-tetraetilo, punto de fluidez, etc.

Debido a las grandes diferencias que existen entre los petróleos crudos, encontramos que los métodos de elaboración son distintos, por lo tanto, se puede asegurar que no hay dos plantas o refinerías que empleen exactamente el mismo esquema de elaboración, ya que un método de elaboración puede dar resultados muy buenos con un petróleo crudo, pero inadecuado para otro, por consiguiente, los productos que se obtienen varían entre una refinería y otra. La refinación del petróleo es, por supuesto, un problema económico en el que se deben de tener en cuenta los siguientes factores:

- 1.- Valor y accesibilidad de la materia prima.
- 2.- Valor de los productos terminados y sus posibilidades en el mercado.
- 3.- Rendimiento que puede esperarse.
- 4.- Coste total de elaboración.

La consideración de todos estos factores ha generado el empleo de muchos procedimientos diferentes.

2.8.2- Productos de refinería. La relación de los productos más importantes de refinería nos da la explicación de la existencia de tantos métodos distintos de elaboración. Las especificaciones o características exigidas a un producto, suelen ser el resultado de un compromiso entre las que se quieren que satisfaga dicho producto al ser utilizado y la capacidad del refinador para elaborarlo a partir del petróleo crudo; por lo tanto la tarea de este debe estar dirigida a conseguir que el producto satisfaga dichas condiciones cuando se ponga en uso. Sin embargo en ciertos casos pueden tolerarse variaciones en las propiedades físicas, como ocurre, por ejemplo, en las de la gasolina que, según las zonas de venta, fuente de producción y usos, puede tener un punto de inflamación entre 150° C y 225° C, y su peso específico puede estar comprendido entre 0,700 y 0,780 ton/m³.

Hablando a grandes rasgos los productos de refinería pueden ser divididos de dos maneras. La primera es en grupos, en donde productos diferentes tienen características parecidas ya sea por la elaboración o en sus propiedades; y la otra es en productos individuales finales.

Según la división por grupos tenemos:

- 1.- Productos volátiles (Gases licuados y gasolina natural).
- 2.- Aceites ligeros (Gasolinas⁷, disolventes, combustibles para tractores).

⁷ El termino “gasolina” es una expresión corriente en muchos países de habla española, mientras que “nafta” es la denominación corriente en Argentina, y “bencina” en Chile para designar a la gasolina.

- 3.- Productos Destilados (“Range Oil”⁸, destilados para calefacción, combustible Diesel y gas oil).
- 4.- Aceites Lubricantes (Aceites para motores, maquinas, cilindros, ejes, engranajes, etc.).
- 5.- Grasas y parafinas (Parafina sólida, parafina microcristalina, vaselinas, bases para ungüentos y grasas).
- 6.- Residuos (Fuel oil, coque, asfalto, alquitrán).
- 7.- Productos especiales (Productos medicinales, hidrocarburos, productos químicos, insecticidas, productos para la industria petroquímica, gomas, aglutinantes, etc.).

Individualmente tenemos:

- 1.- Gas natural y de refinería. (Combustible de uso domestico e industrial).
- 2.- Gasolina (Combustible para motores de combustión interna).
- 3.- Nafta y Benceno (Disolventes para limpieza, disolventes de pinturas, disolventes químicos y materiales para mezclar con combustibles para motores).
- 4.- Kerosene (Combustible de alumbrado y para lámparas y estufas de uso familiar).
- 5.- Productos destilados, combustible Diesel y gas oil (Combustibles para hornos industriales y domésticos, agentes de enriquecimiento en la manufactura del gas, absorbentes para gases de hidrocarburos y combustibles para motores Diesel).
- 6.- Aceites neutros (Aceites lubricantes ligeros o de baja viscosidad para la composición de aceites para motores y para maquinas ligeras).
- 7.- “Bright stock” (Aceites lubricantes pesados o de alta viscosidad para la composición de aceites para motores).
- 8.- Aceites para cilindros (Aceites pesados sin tratar, usados directamente como lubricantes para cilindros de maquinas a vapor o para la manufactura de Bright stock. Por lo general se filtran pero no se desparafina).
- 9.- Cera Parafínica (Usada en la manufactura de papel parafinado, material aislante, cierre de envases, etc.).
- 10.- Vaselina o parafina microcristalina (Material básico en la composición de grasas, pomadas y ungüentos)
- 11.- Fuel Oil o petróleo residual combustible (Combustible de uso industrial y para motores Diesel de buques).
- 12.- Alquitrán y Asfalto (Asfalto, aceite para carretera, material para techado y revestimientos de protección).
- 13.- Coque de petróleo (Combustible solidó de uso industrial).

⁸ La expresión “Range Oil” significa aceite para hornillo o cocina.

Si bien, teóricamente, es posible producir cualquier tipo de producto refinado con cualquier tipo de petróleo crudo, por lo general no es factible económicamente. A veces, la demanda de un producto determinado o la eliminación de otro de poco valor se hacen tan insistente, que ha sido necesario realizar importantes transformaciones de carácter químico. Entre éstas se hallan el cracking térmico para incrementar el rendimiento de gasolina del petróleo crudo, el cracking catalítico para producir combustibles con características detonantes superiores, la polimerización para eliminar el exceso de gas de la planta y los procesos de extracción con disolventes mediante los cuales se eliminan los hidrocarburos indeseables de los aceites lubricantes, combustible Diesel y disolventes. Sin embargo, es indudable que un petróleo crudo intrínsecamente superior, puede ser refinado en forma más económica que uno que requiere la aplicación de costosos procesos de transformación o eliminación.

2.8.3- Proceso de refinación del petróleo crudo. El proceso de refinado se cumple en varias etapas. Es por esto que una planta refinadora posee numerosas torres, unidades, equipos y tuberías. Sin embargo el petróleo crudo antes de ser procesado, debe ser preparado y acondicionado debidamente para lograr una operación eficiente. La primera etapa del proceso se lleva a cabo en los tanques de recepción.

El petróleo desgasificado que se recibe en las refinerías, contiene impurezas que son perjudiciales para los equipos, productos y procesos. Estas impurezas son:

- 1.- Sales, Fundamentalmente Cloruros de Sodio, Calcio y Magnesio, presente en el agua de formación que tiene el crudo, estas sales en las condiciones del proceso se hidrolizan formando ácido clorhídrico, que es altamente corrosivo y por ende sumamente perjudicial para los equipos.
- 2.- Óxidos de hierro, productos de la corrosión de los equipos y medios de transporte del crudo desde el yacimiento, que afectan los coeficientes de ensuciamiento de los equipos, calidades de productos y catalizadores.
- 3.- Arcilla, arenas, sólidos en general, provenientes de la formación productora y de los lodos de perforación, estos perjudican fundamentalmente los coeficientes de ensuciamiento de los equipos y afectan la calidad de los productos residuales por alto contenido de cenizas.
- 4.- Compuestos organometálicos, que afectan los catalizadores de unidades de conversión, desactivándolos.
- 5.- Cristales de sal u óxidos en suspensión, afectando tanto los productos como los procesos catalíticos, el caso de los compuestos de sodio es específicamente perjudicial para los tubos de los hornos, ya que catalizan la formación de carbón, reduciendo la vida útil del horno por disminución del coeficiente de transferencia de calor.

Para evitar o minimizar los efectos perniciosos de estas impurezas se realizan fundamentalmente tres tratamientos previos a la refinación propiamente tal que son:

- 1.- Decantación en tanques de almacenamiento.
- 2.- Desalado.
- 3.- Inyección de Hidróxido de Sodio.

2.8.3.1- Decantación en tanques de almacenamiento. El tratamiento en tanque, consiste en decantar el agua libre que tenga el crudo por gravedad. Por tal motivo la temperatura del tanque es muy importante en esta etapa, ya que la propiedad física que la gobierna es la viscosidad, y por lo tanto se mejora la velocidad de migración o decantación del agua, pero se debe tener mucha precaución de no superar aquella temperatura que provoque corrientes convectivas, que perjudican directamente la decantación.

Para evitar la pérdida de hidrocarburos volátiles, los tanques poseen techos flotantes que evitan este tipo de fugas. La temperatura se controla mediante calefactores o serpentines, ubicados en la parte inferior del tanque. Se utiliza vapor exhausto como elemento de calefacción. El agua purgada, arrastra adicionalmente elementos en suspensión.

Esta etapa se lleva a cabo básicamente con tres tanques en simultáneo, uno recibe el crudo desde el yacimiento, otro esta en decantación y el tercero que contiene crudo ya decantado, alimenta a la refinería en los procesos de destilación primarios.

El crudo decantado en tanques es enviado a la unidad de Topping, donde se lo precalienta con corrientes de mayor temperatura, productos terminados y reflujo circulantes, permitiendo recuperar energía calórica, en el circuito de intercambio de calor.

El circuito de intercambio tiene como función, la recuperación de energía, generándose un gradiente térmico a lo largo del circuito, que permite minimizar el consumo de combustible en los hornos de calentamiento. Previo al horno se realizan dos operaciones de fundamental importancia, el desalado y deshidratado del petróleo.

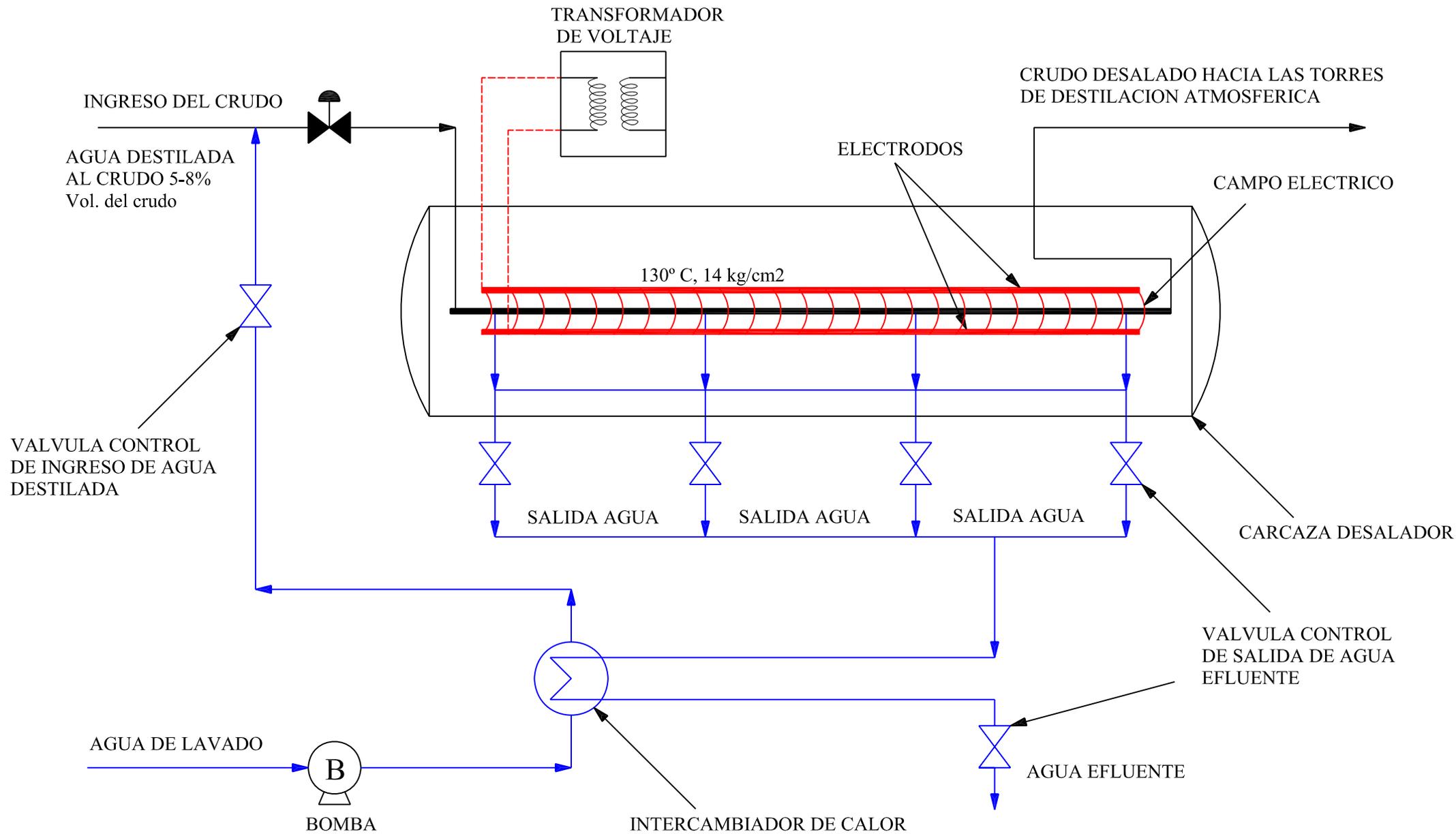
2.8.3.2- Desalado del petróleo crudo. (Ver Figura 21). El propósito de este proceso, es eliminar las sales e impurezas que tienen los petróleos crudos, previo a su ingreso a la unidad de Topping o de destilación primaria. Los sólidos en suspensión y las sales disueltas en muy pequeñas gotas de agua, dispersas en el seno del petróleo son extraídos en los desaladores ya que es antieconómico decantarlas y eliminarlas por gravedad en los tanques de almacenamiento

Básicamente el proceso de desalación consiste en precalentar el crudo para disminuir la viscosidad, inyectar agua de lavado o exenta de sales (Agua destilada por lo general), producir una mezcla íntima entre ambos, contactarla con el agua residual del crudo y

posteriormente separar el agua conteniendo la mayor proporción de impurezas. En definitiva se lleva a cabo la disolución de las sales presentes en el crudo, generándose pequeños electrolitos (gotitas), sensibles a las variaciones de un campo eléctrico.

Para lograr la mezcla se utilizan válvulas emulsificadoras o mezcladores estáticos. Posteriormente se lo envía a un acumulador donde se hace fluir la corriente uniformemente a través de un campo eléctrico de alto voltaje (20.000 V), generado por pares de electrodos. Las fuerzas eléctricas dentro del campo provocan que las pequeñas gotitas de agua se unan, formando gotas más grandes que pueden decantar en el equipo. El crudo libre de sales (crudo desalado), sale por la parte superior. La unión de las gotas en el desalador es provocada por fuerzas eléctricas generadas entre las gotas de agua. El campo eléctrico induce a que las pequeñas gotas se conviertan en dipolos eléctricos, que interactúan entre si generándose atracciones entre las gotitas agrupándose en gotas mayores, que pueden decantar por gravedad. El efecto de campo alternativo hace que las gotas se muevan (Vibrando) en fase con el campo, lo que favorece la unión de las gotas.

En la siguiente página se muestra un esquema de una planta desaladora, en la figura 21.



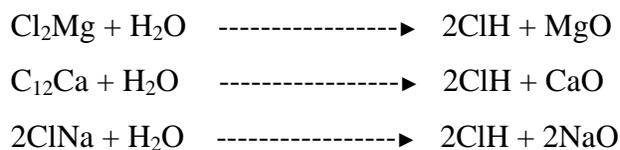
NOTA: EL CAMPO ELECTRICO SE PRODUCE ENTRE LOS ELECTRODOS

Figura 21.- Desalador de petróleo crudo

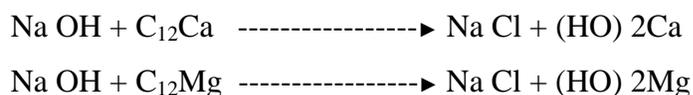
2.8.3.3- Dosificación de Hidróxido de Sodio. La tercera etapa de acondicionamiento del petróleo crudo es la inyección de Hidróxido de Sodio. Esta operación a diferencia de las dos anteriores no elimina los contaminantes, sino que minimiza el efecto por transformación de sales menos perniciosas.

Al crudo proveniente de los desaladores no se les elimina la totalidad de las sales ya que estos equipos tienen una eficiencia de desalado media del 95%, por tal motivo se les inyecta una solución cáustica para transformar los cloruros de Calcio y Magnesio en cloruros de Sodio. El Cloruro de Sodio tiene una constante de hidrólisis menor que las otras sales, por lo cual se minimiza la generación de Cloruro de Hidrógeno y por ende el ataque corrosivo a los equipos. El gas Cloruro de Hidrógeno se condensa en las zonas frías de la unidad de Topping (parte superior de la torre), y en contacto con el vapor de agua se forma ácido clorhídrico, el cual es altamente corrosivo, por tal motivo es fundamental que se minimice la presencia o efectos del mismo.

El agregado de esta solución, sustituye los cationes Magnesio y Calcio por Sodio, convirtiendo la mayoría de los cloruros en cloruros de Sodio, minimizándose la formación del ácido.



Por cada molécula de sal de Calcio o de Magnesio, se genera el doble de ácido que en caso del cloruro de Sodio, por otra parte este último comienza la hidrólisis en el umbral de los 300° C, mientras que a estas temperaturas las otras dos han hidrolizado el 10 y 90% respectivamente. La sustitución se lleva a cabo según las siguientes reacciones.



El control de la corrosión se complementa con el uso de productos químicos, a base de aminas, que permiten neutralizar el ácido y formar films protectores en las paredes de los equipos.

Una vez eliminadas las impurezas del crudo, se continúa precalentándolo y se lo envía a la torre denominada de “Preflash”, donde las condiciones termodinámicas son tales que el crudo se vaporiza parcialmente. La fracción vaporizada se envía directamente a la columna fraccionadora, lo que permite disminuir la carga a los hornos, disminuyendo el consumo de

combustible. Las condiciones típicas de este vapor son 200° C de temperatura y 1,5 kg/cm² de presión.

Una vez lograda la máxima recuperación de calor, el petróleo crudo es bombeado al horno, donde se le transfiere la energía necesaria para lograr la vaporización requerida, en la zona de alimentación de la torre de destilación primaria o Topping. En esta torre o columna, se lleva a cabo el fraccionamiento (también llamado destilado) de los hidrocarburos. Las condiciones típicas en la zona de ingreso de petróleo a esta torre son de 350 a 400° C de temperatura y de 1 kg/cm² de presión aproximadamente.

2.8.3.4- Fundamentos del proceso de la destilación atmosférica y al vacío. El objetivo es extraer los hidrocarburos presentes naturalmente en el crudo por destilación, sin afectar la estructura molecular de los componentes del petróleo crudo.

En las unidades de Topping o de destilación atmosférica, o destilación primaria, el objetivo es obtener combustibles terminados y cortes de hidrocarburos que serán procesados en otras unidades, para convertirlos en combustibles más valiosos, y obtener el máximo de provecho del petróleo crudo, en el sentido de obtener la mayor cantidad posible de combustibles comercialmente convenientes y de acuerdo a las demandas del mercado internacional.

En las unidades de vacío, solo se producen cortes intermedios que son materia prima de otras unidades de conversión, las cuales son transformadas en productos de mayor valor y fácil comercialización.

La destilación o fraccionamiento del crudo, es una operación que permite separar cortes o combustibles de una mezcla compleja de hidrocarburos, como lo es el petróleo. El principio físico en el que se basa el proceso es la diferencia de volatilidad de los componentes, por tal motivo en las torres de destilación se adecuan las condiciones termodinámicas para obtener o condensar los combustibles especificados por los usuarios.

El fraccionamiento del crudo se completa en dos etapas principales, en primer lugar se procesa en unidades de destilación atmosférica o Topping, donde la presión de trabajo típica es de 1 kg/cm². Los combustibles obtenidos por este fraccionamiento son enviados a tanques de despacho o como carga de otras unidades que completan su refinado.

Gran parte del crudo procesado en las unidades de Topping no se vaporiza, ya que para lograrlo sería necesario elevar la temperatura de trabajo por sobre el umbral de descomposición térmica (sobre los 400° C). Por tal motivo este residuo atmosférico, denominado crudo reducido, se bombea a la unidad de destilación al vacío, donde se baja la presión a 20 mm. Hg (típicamente) lo que permite destilarlo a mayores temperaturas sin descomponer la estructura molecular.

Para que se produzca la separación o fraccionamiento de los cortes, se debe alcanzar el equilibrio entre las fases líquido-vapor, ya que de esta manera los componentes más livianos o de menor peso molecular se concentran en la fase vapor y por el contrario los de mayor peso molecular predominan en la fase líquida.

El equilibrio líquido-vapor, depende principalmente de los parámetros termodinámicos, presión y temperatura del sistema. Las unidades se diseñan para que se produzcan estos equilibrios en forma controlada y durante el tiempo necesario para obtener los combustibles especificados.

Básicamente el proceso consiste en vaporizar los hidrocarburos del crudo y luego condensarlos en cortes definidos, modificando fundamentalmente la temperatura, a lo largo de la columna fraccionadora.

La vaporización o fase de vapor se produce en el horno y zona de carga de la columna fraccionadora. En el horno se transfiere la energía térmica necesaria para producir el cambio de fase y en la zona de carga se disminuye la presión del sistema, obteniéndose la vaporización definitiva.

La fase líquida se logra con reflujos o reciclo de hidrocarburos retornados a la torre. Estos reflujos son corrientes líquidas de hidrocarburos que se enfrían por intercambio con crudo o fluidos refrigerantes. La función u objetivo principal de estos, es eliminar o disipar en forma controlada la energía cedida a los hidrocarburos en el horno, de esta manera se enfría y condensa la carga vaporizada, en cortes o fracciones de hidrocarburos específicas, obteniéndose los combustibles correspondientes.

2.8.3.5- Parámetros termodinámicos que gobiernan la destilación atmosférica y al vacío. Los parámetros termodinámicos que gobiernan la destilación son la presión y la temperatura del sistema, por tal motivo consideramos como variables del proceso todas aquellas que pueden afectar el equilibrio entre las fases líquido-vapor. Entre estas tenemos:

1.- Temperatura de transferencia. Esta es la máxima temperatura a la que se eleva el crudo para vaporizarlo. El rendimiento en destilados depende directamente de esta variable.

2.- Presión de trabajo. Es la presión a la cual se produce la operación. Si bien afecta directamente el equilibrio líquido-vapor, generalmente se trabaja a la menor presión posible, y por ende no se varía frecuentemente.

3.- Temperatura de cabeza. Es la temperatura en la parte superior de la columna de fraccionamiento, se controla con el reflujo de cabeza. Este reflujo es la fuente fría que genera la corriente de líquidos que se contactan con los vapores, produciéndose los equilibrios líquido-vapor.

4.- Temperatura del corte. Es la temperatura a la cual se realiza la extracción lateral de un combustible. Esta temperatura es controlada con el reflujo de cabeza y reflujo circulantes. Estos últimos tienen un efecto semejante que el reflujo de cabeza y además precalientan el crudo, recuperando energía.

5.- Inyección de vapor. El vapor (o también llamado incondensables) en las torres fraccionadoras disminuye la presión parcial de los hidrocarburos, estableciendo nuevos equilibrios líquido-vapor, favoreciendo la vaporización de los componentes más volátiles. Esto se aplica en la columna fraccionadora principal como en los Strippers⁹ de los cortes laterales.

2.8.3.6- Proceso de Topping o de Destilación primaria. (Ver figura 22).

Esta etapa se cumple en la torre de destilación atmosférica (De unos 50 metros de altura aproximadamente). En su interior estas torres operan a una presión cercana a la atmosférica y están divididas en numerosos compartimentos a los que se denomina “bandejas” o “platos de burbujeo”. Cada bandeja se encuentra a una temperatura diferente y cumple la función de fraccionar los componentes del petróleo, así como de recibir los diferentes productos que se van a formando y decantando, producto de la destilación del petróleo.

El petróleo crudo llega a las torres impulsado por bombas (la presión de bombeo es por lo general de 9 a 14 kg/cm²), es desalado y se le aplica Hidróxido de Sodio, luego pasa por una serie de intercambiadores de calor y hornos que elevan su temperatura entre 350° C a 400° C (dependiendo del crudo), lo cual hace que el petróleo hierva desprendiendo vapores. Estos vapores, junto con el petróleo hirviendo, entran por la parte inferior de la torre de destilación y ascienden por las bandejas. A medida que suben pierden calor y se enfrían. Cuando cada componente vaporizado encuentra su propia temperatura, se condensa y se deposita en su respectiva bandeja, a la cual están conectados ductos por los que se recogen los distintos cortes que se separaron en esta etapa.

La temperatura dentro de la torre queda progresivamente graduada desde un promedio entre 350 a 400° C en la base, hasta menos de 100° C en la parte superior. Gracias a la extracción de los diferentes productos en las bandejas y en la base, el proceso es continuo y siempre esta ingresando petróleo a la torre.

Los productos que se extraen de este proceso reciben nombres genéricos (como gas oil, kerosene, etc.) y responden a características bien definidas, pero su proporción relativa depende de la calidad del petróleo crudo destilado, de las dimensiones de la torre y de la calidad del procedimiento.

Desde la cabeza de la torre se extraen los gases del proceso de refinado. Dentro de estos gases tenemos, metano, butano, etano, propano, gas natural y gas seco.

⁹ Los Strippers son pequeñas torres cuya función principal es eliminar los componentes de bajo peso molecular (volátiles) de los combustibles extraídos lateralmente en las torres fraccionadoras.

Al interior de la torre la temperatura debe ser y mantenerse lo suficientemente alta para poder producir la vaporización de todos los productos que se obtienen del proceso, y puede ser un poco más elevada para así poder vaporizar aproximadamente un 20% del petróleo residual que queda en el fondo de la torre. El objeto de esta vaporización adicional es proporcionar un mejor fraccionamiento sobre las bandejas que se encuentran situadas por arriba de la entrada del petróleo y sus vapores, que vienen desde los intercambiadores de calor.

En la parte inferior de la torre se inyecta vapor de agua para producir lo que se conoce con el nombre de “arrastre con vapor agua”. El vapor ingresa a la torre y produce una extracción de los productos de bajo punto de ebullición del petróleo residual, de manera que se obtiene un petróleo residual de un alto punto de inflamación. El vapor de agua asciende por el interior de la torre y resulta muy efectivo para hacer descender la temperatura y lograr que los vapores de la destilación se condensen y decanten en sus respectivas bandejas.

A continuación se verá un esquema de una “torre de destilación atmosférica” o “torre de destilación primaria”, en la figura 22.

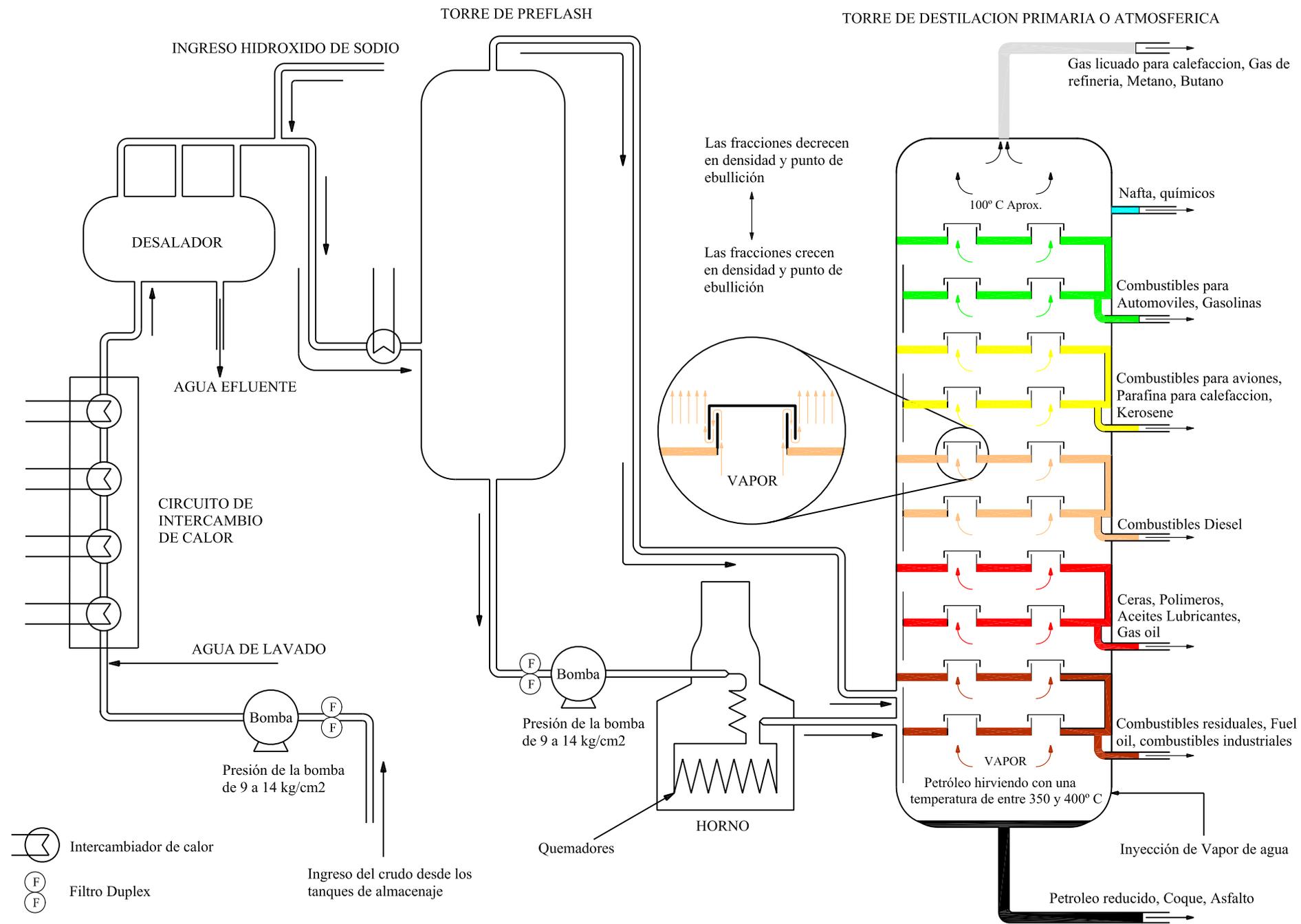


Figura 22.- Planta de Destilación Atmosférica

En el dibujo anterior se puede observar el proceso que ocurre al interior de la torre de destilación primaria o atmosférica. En este proceso hay varios productos que salen ya listos para ser comercializados. Tal es el caso de la Gasolina para aviones jet, también llamado Turbocombustible, Turbosina o Jet-A. Otro producto que sale ya listo para comercializar es el Kerosene y la Parafina para calefacción, así como el combustible Diesel para motores Diesel.

Las demás corrientes se envían a otras torres y/o unidades para someterlas a nuevos procesos y tratamientos, al final de los cuales se obtendrán los demás productos con sus respectivas especificaciones.

Por ejemplo el petróleo residual es enviado a una segunda torre para ser destilado al vacío, también llamada destilación conservativa, que se practica a una presión muy reducida del orden de unos pocos milímetros de mercurio (20 a 40 mm. de mercurio aproximadamente).

2.8.3.7- Proceso de Destilación al Vacío o Secundaria (Ver figura 23).

También llamada destilación conservativa. En esta parte del proceso la materia prima principal es el petróleo reducido que se obtiene de la destilación primaria o atmosférica. El problema con este petróleo reducido, es que si se volviera a destilar a presión atmosférica, se quemaría o se evaporaría gran parte del material, debido a su alto punto de ebullición. La temperatura de descomposición del petróleo reducido es menor que la de ebullición. A los 350° C más o menos, las cadenas de hidrocarburos comienzan a romperse. Dicha temperatura no alcanza para destilar el petróleo reducido.

Para solucionar esto es que se aplica la destilación al vacío, ya que al disminuir la presión del líquido a destilar (Petróleo reducido en este caso), su punto de ebullición también disminuye, por lo que al destilarlo no se pierde material por evaporación.

Las unidades de destilación al vacío, están diseñadas para operar en condiciones termodinámicas adecuadas para destilar las fracciones pesadas del crudo, sin que se produzca la descomposición térmica de los mismos. Para lograrlo se baja la presión de trabajo hasta alcanzar presiones absolutas de 20 mm. Hg en la zona de carga de la columna de destilación. El vacío es obtenido con eyectores de vapor y condensadores barométricos.

El vapor de agua y los gases no condensados pasan al condensador barométrico y a medida que aquel se condensa se contrae considerablemente en su volumen produciendo así el vacío. Los gases fijos no pueden condensarse y deben ser expulsados del sistema mediante chorros de vapor de agua. Usando un condensador barométrico y eyectores de vapor, la presión más baja que se puede producirse económicamente en el condensador barométrico es aproximadamente de 16 mm., necesitándose grandes cantidades de vapor de agua y agua de refrigeración, y aun esta presión no puede obtenerse si el agua de refrigeración tiene una temperatura superior a los 20° C.

Sin embargo, debido a los altos puntos de ebullición de los materiales para aceites lubricantes, no es suficiente, por lo común, el uso de vacío únicamente, debiéndose recurrir al vapor de agua, hasta cantidades de 0,12 kg. por litro de petróleo reducido que se trata.

Lógicamente, la cantidad exacta de vapor a utilizar depende de los límites de ebullición del material y de la cantidad vaporizada.

En esta unidad, la energía necesaria para vaporizar el crudo reducido es suministrada totalmente en hornos, diseñados para minimizar la pérdida de carga de modo de operar con la menor presión posible en los puntos donde se inicia la vaporización. La carga parcialmente vaporizada es enviada a la zona flash de la columna de destilación, donde se produce una corriente ascendente de vapores y otra descendente de líquidos. En esta columna, al igual que en la columna de destilación atmosférica, el principio de operación es la condensación de vapores. La torre tiene características particulares, que la diferencian de las torres atmosféricas. Los dispositivos o elementos mecánicos para producir el contacto liquido-vapor, son rellenos especiales ubicados en lechos ordenados que permiten incrementar la superficie de interfase, favoreciendo la transferencia de masa.

El diámetro de la columna es diferente en la zona de condensación, respecto a la zona superior o inferior de la misma. La zona de condensación o de fraccionamiento tiene el mayor diámetro ya que las pérdidas de carga deben ser despreciables para mantener un vacío homogéneo al interior de la torre. La zona de la cabeza es de un diámetro menor ya que el caudal de vapores en esta zona es muy bajo debido a que los productos solo son obtenidos lateralmente y no por esta zona. El fondo de la columna tiene el menor diámetro, ya que se debe minimizar el tiempo de resistencia del asfalto para evitar la descomposición térmica y formación de carbón en la torre.

Las ventajas de la destilación al vacío, para destilar petróleos crudos de base asfáltica, radica en que como dichos crudos contienen grandes cantidades de asfaltenos, hace que el tratamiento de este con ácidos sea antieconómico, por lo que su descomposición con destilación al vacío es mas económica y aprovechable. En el caso de petróleos de base parafínica, las ventajas no son tan marcadas y se basan en la recuperación de los materiales pesados aprovechables, que cuando se trabaja con vapor de agua son parcialmente descompuestos en aceites de más bajo punto de ebullición y menos viscosos.

El primer corte lateral producido es el Gas Oil liviano de Vacío, el cual es la materia prima de la unidad de Desintegración, Hidrocracking o FCC (“Fluid Catalitic Cracking” o “Cracking Catalítico Fluido” en español). El segundo corte lateral es el Gas Oil pesado de Vacío, este producto intercambia calor con el crudo de la unidad de Topping y es la carga principal de las unidades de Cracking Catalítico Fluido. También se obtienen: Fuel oil (Bunker de distintos grados), parafinas, aceites lubricantes (livianos y pesados) y vaselinas.

Los sistemas al vacío han sido utilizados para producir principalmente gas oil pesados (material para cracking), y son ampliamente empleados para producir material de alimentación de bajo contenido de carbono para las plantas de cracking catalítico.

Después de esta etapa, el residuo final que queda en la torres de destilación al vacío, es lo que se conoce como “Residuo Alquitranso” o “Residuo Asfáltico”. Este residuo se utiliza para la elaboración de asfalto en las denominadas plantas de asfalto. Este proceso también se lleva a cabo realizando una destilación al vacío, el cual es idéntico al descrito anteriormente.

De aquí se obtienen: Asfalto para carretera, bitúmenes para la industria petroquímica, y Coque de petróleo que es lo último que queda y que no se puede refinar más, siendo un excelente combustible para plantas industriales de fundición.

En la página 73 se muestra un diagrama explicativo de la torre de destilación al vacío y su proceso en la figura 23.

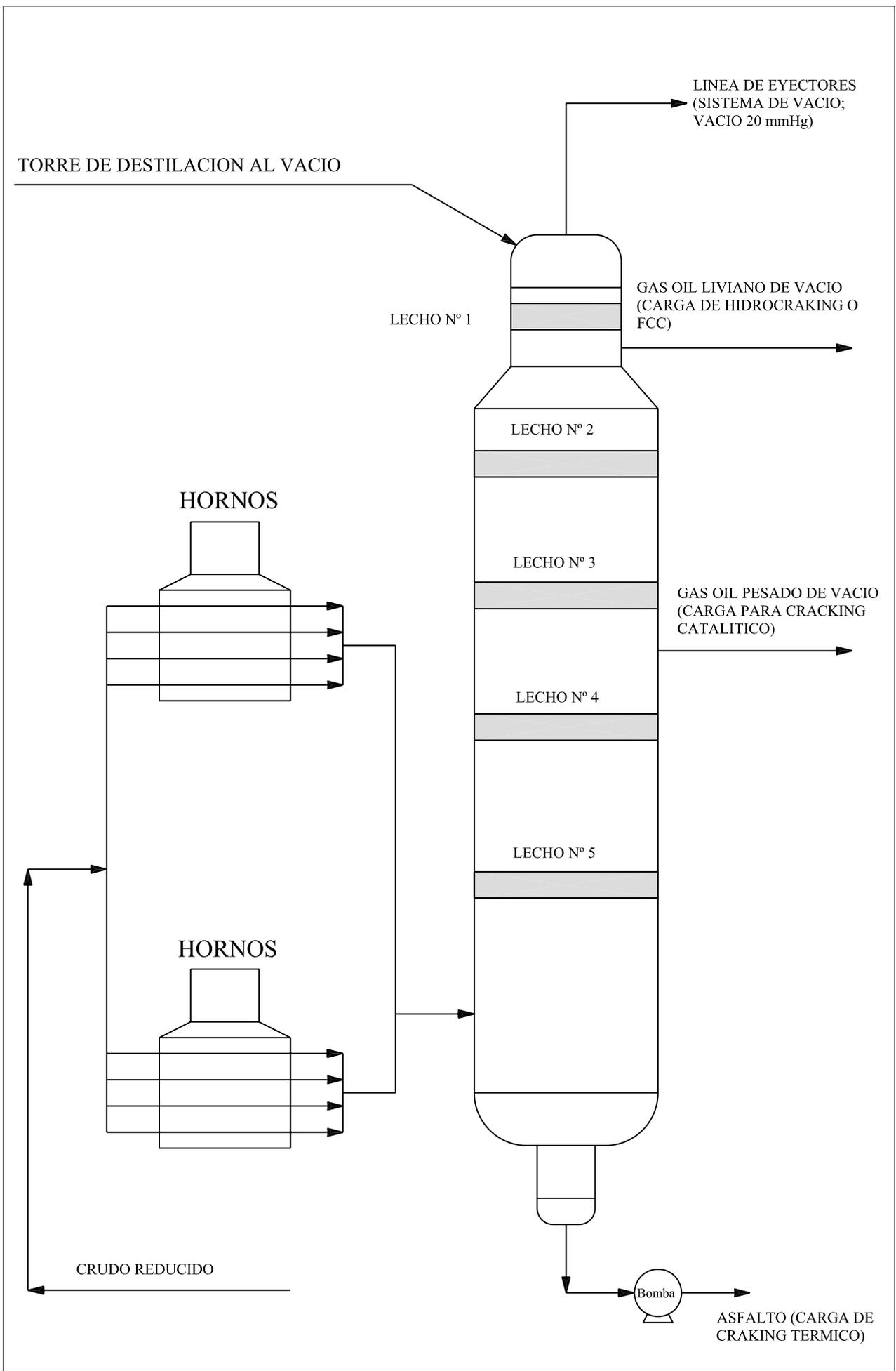


Figura 23.- Planta de Destilación al Vacío

Hasta este punto del proceso hemos visto los dos tipos de destilación principal del petróleo crudo. Sin embargo, con estos dos métodos no se alcanza a obtener un máximo provecho del petróleo. En el mejor de los casos con estos dos procesos se puede llegar a obtener una utilidad de un 50% de productos satisfactorios finales (Dependiendo del tipo de petróleo crudo; petróleo asfáltico, petróleo parafínico o petróleo mixto), lo cual hace que el proceso hasta este punto sea antieconómico. Es por eso que en el proceso se han integrado otros subprocesos para obtener un mayor provecho por cada barril de petróleo crudo que llega a la refinería.

Entre estos procesos, el que más beneficia a la obtención de un máximo rendimiento del petróleo, es el proceso de Cracking.

2.8.3.8- Proceso de Cracking. Por cracking entendemos la descomposición de los petróleos o aceites pesados, de alto punto de ebullición por acción del calor. A temperaturas superiores a 360° C los materiales tales como el gas oil, el fuel oil, y los alquitranes se descomponen en: (1) gas; (2) productos volátiles (destilado a presión); y (3) residuo de material pesado (alquitrán de cracking) o coque. El destilado a presión recibe este nombre debido a las altas presiones que se mantienen corrientemente en el equipo de cracking. La gasolina obtenida de este destilado es muy apreciada como ingrediente de los combustibles para motores, altamente antidetonantes. Cuando el cracking no se lleva a cabo hasta la formación de coque, queda un residuo que se denomina “alquitrán de destilación a presión”.

Dentro de los procedimientos de cracking hay dos tipos que son los más comunes: el “cracking térmico” y el “cracking catalítico”.

2.8.3.8.1- Cracking térmico. El cracking térmico es un fenómeno mediante el cual las grandes moléculas del petróleo son descompuestas térmicamente en otras más pequeñas de más bajo punto de ebullición y al mismo tiempo algunas de estas moléculas, que son reactivas, se combinan con otras para formar moléculas aun más grandes que las que se encontraban en el material original. Las moléculas más estables abandonan el sistema como gasolina de cracking o crackinizada, y las reactivas se polimerizan formando fuel oil de cracking y aun coque.

Aunque la gasolina es el producto final más importante de las plantas de cracking, se producen también todos los aceites que tienen límites de ebullición intermedios entre aquella y el fuel oil. Estos productos intermedios, que se denominan “materiales de recicló” o “materiales de recirculación”, pueden mantenerse en el sistema de cracking hasta que sean descompuestos, mediante recirculación de los mismos en un sistema continuo, o tratándolos en un sistema discontinuo de alta presión.

Las gasolinas de cracking tienen mayor graduación octánica que las gasolinas de destilación directa provenientes del mismo material originario. Las gasolinas provenientes de

petróleos crudos normales, de base parafínica, generalmente tienen números de octano comprendidos entre 65 y 69; mientras que si el petróleo es de base nafténica, el número de octano de las gasolinas de cracking puede exceder de los 80. Cuando se trabaja a altas temperaturas y bajas presiones se pueden obtener números de octano más altos, y cuando el cracking se realiza en fase vapor (temperatura de 570 a 680° C), el número de octano puede exceder de 100.

En los modernos procesos de cracking se espera obtener un gran rendimiento de gasolina, escasa producción de coque y la posibilidad de trabajar un largo periodo antes de que se haga necesaria la limpieza del equipo. El porcentaje de tiempo durante el cual funciona la unidad constituye el coeficiente de utilización de la misma. El gasto que origina una paralización de la planta de cracking es enorme, y por lo general, resulta más económico sacrificar algo del rendimiento antes que tolerar un reducido coeficiente de utilización, siendo también la razón por la cual la coquización se practica en una escala relativamente reducida. El rendimiento que se obtiene por cracking es mucho mayor cuando se produce coque en vez de fuel oil, pero el coste de funcionamiento de una planta de coquefacción lo hace antieconómico.

Los procesos de cracking pueden clasificarse generalmente de la siguiente manera:

- 1.- Rotura de viscosidad.** Es una descomposición de corto periodo, que se lleva a cabo generalmente a bajas temperaturas de cracking (455 a 477° C), con el propósito de reducir la viscosidad o el punto de fluidez de un fuel oil pesado de destilación directa.
- 2.- Cracking en fase mixta.** La mayoría de los procesos más conocidos son clasificados como de fase mixta. El nombre fase líquida, que se utiliza a menudo, es inadecuado, ya que en la mayoría de los procesos se origina cierta producción de vapor. El cracking de fase mixta se utiliza cuando el propósito es la producción de gasolina antidetonante y un mayor rendimiento total de gasolina de petróleo crudo.
- 3.- Reformación.** Es un proceso de cracking a alta temperatura que utiliza gasolina o nafta de destilación directa como material de alimentación, teniendo el destilado del cracking un número de octano mucho más elevado que aquel. La conveniencia de realizar este proceso depende de lo que el mercado demande en combustibles de elevada graduación octánica.
- 4.- Cracking selectivo.** En este proceso el material de alimentación se separa en varias partes, cada una de las cuales se crackiniza separadamente en las condiciones más favorables para cada una. Muchas plantas utilizan cuatro serpentines de cracking: uno para rotura de viscosidad, otro para reformación, y los dos restantes para tratar los materiales ligeros y pesados.
- 5.- Cracking combinado.** Este proceso incluye los cuatro antes enumerados y puede hasta contener el topping del petróleo crudo, la recuperación de gas y aun la coquización.
- 6.- Cracking en fase vapor.** Estos procesos son generalmente más costosos que los de fase líquida, y aunque la gasolina producida tiene un alto número de octano, también contiene grandes cantidades de goma.

7.- Coquización. La operación de coquización no es más que un proceso de cracking en el cual el tiempo de reacción es tan prolongado que se obtiene coque como producto residual.

En los procesos de fase líquida o mixta, la presión se mantiene generalmente por sobre los 25 kg/cm², mientras que en los procesos de fase vapor, la presión se mantiene por debajo de los 3,5 kg/cm².

2.8.3.8.2- Cracking Catalítico. El cracking catalítico, así como el cracking térmico, han sido ampliamente utilizados desde la década de 1940. El cracking catalítico difiere del cracking térmico por la introducción de un catalizador adsorbente que mantiene los productos asfálticos o alquitranosos originados durante el cracking, sobre su superficie en forma de coque, y porque solamente se emplean productos destilados como material de alimentación.

En este caso las fracciones pesadas como el Gas Oil pesado de Vacío y el Fuel Oil pesado de Vacío, se calientan a 500° C a presiones de 1 a 2 atm., en presencia de sustancias auxiliares (los catalizadores), que agilizan el proceso.

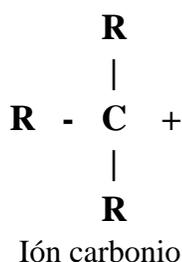
Los procesos catalíticos mas conocidos son; la técnica de lecho fluidizado y la de fluido catalítico, que usan polvos de gel de “aluminio-sílice” como catalizadores. En el proceso de lecho fluidizado, se pasa el petróleo a través de un lecho estacionario de partículas sólidas; en el proceso de fluido catalítico, las partículas son móviles y están suspendidas en una corriente de vapores de petróleo a una temperatura de 450 a 500° C y a una presión de 2,4 atm.

El proceso de cracking catalítico, permite la producción de muchos hidrocarburos diferentes que luego pueden recombinarse mediante otros procesos como la Alquilación, Isomerización o Reformación Catalítica, para la fabricación de productos químicos y combustibles de elevado octanaje. La fabricación de estos productos ha dado origen a la gigantesca industria petroquímica que produce entre otros productos: alcoholes, detergentes, caucho sintético, glicerina, fertilizantes, azufre, disolventes y materias primas para la fabricación de medicinas, nylon, plásticos, pinturas, poliésteres, aditivos y complementos alimenticios, explosivos, tintes, materias aislantes, etc.

Gracias a los procesos de cracking, se ha logrado mejorar muy eficientemente la producción de combustibles. A modo de ejemplo veremos la siguiente comparación. En el año 1920, cuando todavía no se conocían ni se aplicaban los modernos métodos en la producción de combustibles derivados del petróleo, un barril de petróleo crudo, que contiene 159 litros, producía 41,5 litros de gasolina, 20 litros de kerosene, 77 litros de gas oil y destilados intermedios y 20 litros de destilados mas pesados. Hoy en día, un barril de crudo produce 79,5 litros de gasolina, 11,5 litros de combustible para reactores, 34 litros de gas oil y destilados, 15 litros de lubricantes y 11,5 litros de residuos más pesados.

2.8.3.9- Otros procesos de refinado. Para lograr aun más beneficios del petróleo crudo, se agregan al proceso de elaboración otros procedimientos, la mayoría de los cuales utilizan catalizadores. El objetivo de estos procesos es el de modificar las fracciones del petróleo para la obtención de productos en la cantidad y calidad acorde con los requisitos del mercado. Estos procesos los podemos clasificar en la siguiente forma:

2.8.3.9.1- Desintegración. Este proceso permita transformar moléculas pesadas en combustibles livianos y materias primas para la industria petroquímica. Industrialmente se conoce como proceso FCC (Fluid Catalitic Cracking) donde varias reacciones tienen lugar en el proceso, cada una con diferente grado de importancia. Algunas de ellas son: rompimientos de enlaces carbono-carbono, formación de olefinas y ciclización. Dichas transformaciones ocurren vía mecanismos por ión carbonio. Un ión carbonio (o carbocation) es un grupo de átomos que incluyen a un átomo de carbono compartiendo seis electrones y una carga positiva.



Inicialmente los catalizadores utilizados en esto procesos eran arcillas acidificadas, pero en la actualidad han sido reemplazados por aluminosilicatos microcristalinos sintéticos. Estos sólidos se caracterizan por tener una acidez elevada y una estructura porosa bien definida.

2.8.3.9.2- Reformación de gasolinas. Este procedimiento permite mejorar el rendimiento de gasolinas así como el número de octano de ellas. El contenido original de gasolinas que proviene del petróleo es insuficiente para cubrir la alta demanda del mercado actual, por lo que se hace necesario transformar en gasolinas algunas fracciones del petróleo de menor valor. Las moléculas a las que se les asignan un mayor número de octano son los alcanos ramificados y los alcanos aromáticos. Los alcanos lineales y naftenos tienen menor índice de octano, y es deseable transformarlos en isómeros ramificados y aromáticos respectivamente. Durante el proceso de reformación se libera como producto hidrógeno.

Los catalizadores utilizados en este proceso son a base de Platino (Pt) cuya concentración es del orden del 0,3% más un segundo metal (Renio, Iridio, Estaño), ambos soportados en una alumina de transición (Al_2O_3). Este proceso, con ciertas modificaciones y un catalizador diferente, conduce a una planta productora de aromáticos, comúnmente conocida como BTX (Benceno, Tolueno, Xilenos) para la obtención de productos petroquímicos.

Antes de continuar se hace necesario explicar lo que es el “**Índice de Octano**”, muy común en las gasolinas. Una propiedad importante de los combustibles líquidos es su temperatura de autoignición, o sea la temperatura a la que el líquido se enciende y arde sin una fuente de encendido. La temperatura de autoignición de un combustible está relacionada con su composición molecular, las moléculas grandes de hidrocarburos, de cadena lineal, tienen temperaturas de autoignición mucho más bajas que las moléculas más pequeñas de cadenas ramificadas. Dado que la gasolina consiste principalmente en moléculas pequeñas, tiene una temperatura de autoignición relativamente alta y para que su ignición se realice con eficiencia en un motor, se requiere una fuente de encendido (la chispa de una bujía), no obstante, el interior de los modernos motores de gasolina alcanza temperaturas muy altas y puede producirse la autoignición antes de que la chispa encienda el combustible, esto perjudica el rendimiento del motor, produciendo golpeteos en el encendido y en condiciones extremas, detonaciones que acortan la vida útil del motor.

El Índice de Octano de una gasolina, es una medida de su capacidad para arder uniformemente sin preencendido ni detonaciones del motor. Los alcanos de cadena lineal son más estables técnicamente y arden de manera mucho menos uniforme que los alcanos de cadena ramificada. Por ejemplo, el corte de gasolina de proceso directo que se obtiene directamente de la destilación atmosférica del petróleo no es un buen combustible para motores y requiere una refinación adicional porque contiene primordialmente hidrocarburos de cadena lineal que se preencienden con demasiada facilidad para usarse como combustible en los motores de combustión interna (sobre todo los del ciclo Otto).

El índice de octano de una gasolina se determina comparando sus características de detonación en un motor de prueba de un sólo cilindro con las que tienen mezclas de Heptano e Iso-octano. El Heptano detona mucho y se le asigna un índice de octano de cero, mientras que el Iso-octano arde uniformemente y recibe un índice de octano de 100, así pues, si una gasolina tiene las mismas características de detonación de una mezcla de 13% de Heptano y 87% de Iso-octano, se le asigna un índice de octano de 87.

El índice de octano de una gasolina puede elevarse aumentando el porcentaje de hidrocarburos ramificados y aromáticos o agregando mejoradores de octanaje, o ambas cosas. Desde que se creó el método para determinar el índice de octano, se han creado combustibles mejores que el Iso-octano con un índice de octano de más de 100. En la tabla siguiente se dan los índices de octano de algunos hidrocarburos y mejoradores de octanaje.

Tabla 13.- Índices de octano de algunos hidrocarburos y mejoradores de octanaje.

Nombre	Índice de Octano
Octano	-20
Heptano	0
Hexano	25
Pentano	62
1-Penteno	91
Iso-octano	100
Benceno	106
Metanol	107
Etanol	108
Alcohol Ter-butílico	113
Metil Ter-butil éter (MTBE)	116
Tolueno	118

En el pasado, una forma una forma relativamente económica de mejorar el octanaje de la gasolina consistía en agregar Tetraetilo de Plomo al combustible. La adición de 3 gramos de tetraetilo de plomo por galón eleva el índice de octano entre 10 y 15 puntos. Por desgracia el plomo de la gasolina tratada, pasaba a la atmósfera junto con otros productos de escape, y debido a los efectos perjudiciales del plomo en el entorno, sobre todo en la salud humana, y debido también a las nuevas leyes de descontaminación se hizo necesario instalar convertidores catalíticos a base de Platino en los autos. El único problema era que este sistema requería gasolinas sin plomo, ya que el plomo desactiva el catalizador de Platino al recubrir su superficie, por lo tanto, los autos con convertidor catalítico deben usar gasolinas sin plomo.

Puesto que ya no se pueden usar compuestos a base de plomo para mejorar el octanaje de las gasolinas, ahora se agregan otros mejoradores de octanaje. Los más comunes son Alcohol Ter-butílico, MTBE, Metanol y Etanol, siendo el más utilizado el MTBE. Los valores de octanaje de estos compuestos los podemos ver en la Tabla 13.

2.8.3.9.3- Hidrotratamientos. Los procedimientos denominados de hidrotratamiento tienen como finalidad la eliminación de impurezas como azufre, nitrógeno, oxígeno, níquel y vanadio que acompañan a las moléculas de hidrocarburos que componen el petróleo. Estos procedimientos permiten eliminar problemas de “envenenamiento del catalizador”. Utilizado en otros procesos de refinación, se aumenta la calidad de los productos y se evita la contaminación atmosférica. Los catalizadores utilizados son sulfuros de molibdeno y

cobalto o níquel, los cuales se soportan en una alumina de transición. Este proceso ha venido aplicándose cada vez con más frecuencia ya que el uso de petróleo pesado que contiene muchas impurezas se ha incrementado.

2.8.3.9.4- Hidrogenación - Deshidrogenación. Estos procesos se utilizan generalmente para obtener olefinas para petroquímicos o como procesos de purificación. Los catalizadores que se utilizan son a base de níquel, platino u óxidos de cromo y hierro.

2.8.3.9.5- Oxidación. Mediante este proceso, las olefinas y aromáticos se transforman en aldehídos, alcoholes, cetonas, peróxidos, y óxidos que tienen gran demanda en la petroquímica. Los catalizadores son óxidos a base de algún metal que tenga la propiedad de ceder o incorporar oxígeno en su superficie fácilmente, como el hidrosilicato de aluminio.

2.8.3.9.6- Alquilación. El término Alquilación se aplica generalmente a reacciones catalizadas entre el isobutano y varias olefinas ligeras. El producto es un hidrocarburo saturado altamente ramificado que se utiliza para mejorar el índice de octano de la gasolina. La reacción de Alquilación involucra la adición de un protón H^+ , a un doble enlace de una olefina para formar un ión carbonio. El catalizador debe ser de tipo ácido para favorecer la formación de cationes (ión carbonio) y los más utilizados son el tricloruro de aluminio con ácido clorhídrico, así como el ácido sulfúrico y el ácido fluorhídrico.

2.8.3.9.7- Isomerización. La isomerización es una parte pequeña pero importante de los procesos de una refinería. El Butano se isomeriza a isobutano para luego ser utilizado para la alquilación del isobutileno y otras olefinas. La fracción de 5 y 6 átomos que viene naturalmente en la gasolina, se isomeriza para dar productos de gran octanaje que después se mezclarán con gasolinas de bajos índices de octano. El proceso de isomerización del butano fue desarrollado durante la segunda Guerra Mundial. El catalizador utilizado fue el $AlCl_3$. En la actualidad se prefiere utilizar un catalizador dual como por ejemplo platino de zeolitas. Las dos funciones que tienen lugar son la función ácida (zeolitas) y la función hidrogenante-deshidrogenante en el metal.

Hasta aquí hemos visto en forma más o menos detallada el proceso de transformación del petróleo crudo, en los combustibles y productos más importantes que pueden obtenerse de él. A continuación mostraremos un diagrama de flujo en la figura 24, en el cual se puede observar las principales instalaciones de una planta de refinación moderna.

A continuación mostraremos un diagrama de flujo de una planta de refinación moderna, en la figura 24.

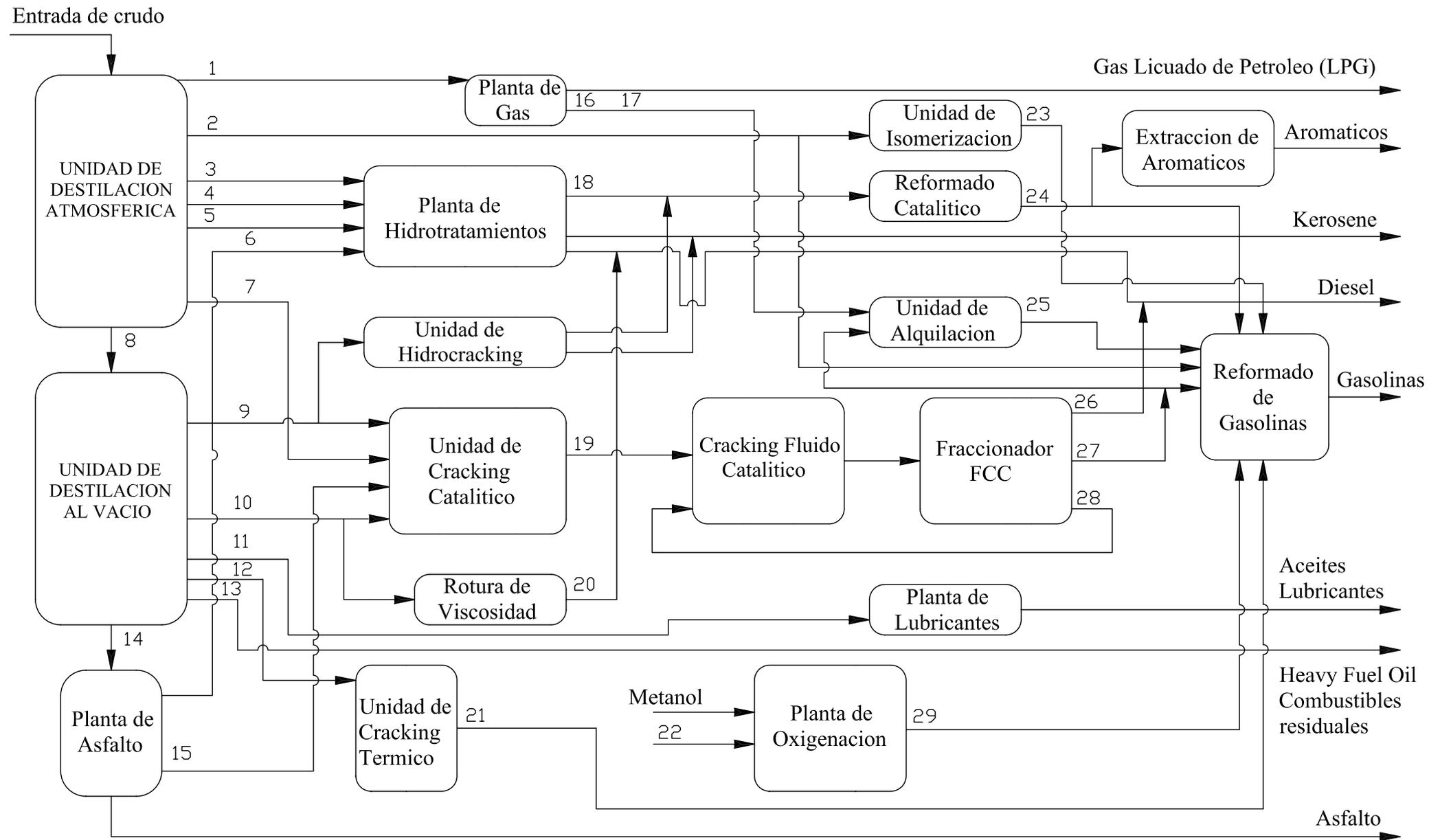


Figura 24.- Diagrama de flujo de una planta refinadora moderna

Detalles del diagrama de flujo de la planta de refinación del dibujo anterior:

- 1.- Gas.
- 2.- Nafta ligera.
- 3.- Nafta Pesada.
- 4.- Kerosene.
- 5.- Diesel.
- 6.- Nafta de asfalto.
- 7.- Gas oil atmosférico.
- 8.- Petróleo reducido atmosférico.
- 9.- Gas oil ligero de vacío.
- 10.- Gas oil pesado de vacío.
- 11.- Aceites lubricantes.
- 12.- Gas oil para cracking térmico.
- 13.- Heavy fuel oil, fuel oil, combustibles residuales.
- 14.- Petróleo residual de vacío.
- 15.- Gas oil de asfalto.
- 16.- I-C4
- 17.- Olefinas ligeras.
- 18.- Nafta desulfurada.
- 19.- Gas oil desulfurado.
- 20.- Diesel.
- 21.- Gasolina de cracking térmico.
- 22.- Olefinas ligeras.
- 23.- Compuestos isómeros.
- 24.- Compuestos reformados.
- 25.- Compuestos alquilados.
- 26.- Aceite ligero de ciclo.
- 27.- Gasolina de cracking fluido catalítico (FCC)
- 28.- Aceite pesado de ciclo.
- 29.- Compuestos oxigenados.

2.9- Precios del petróleo en el mercado Nacional e Internacional.

El precio del petróleo a nivel mundial nunca se mantiene estable por mucho tiempo. Siempre esta variando y sus principales factores son; la escasez temporal de petróleo debido a la poca producción con respecto a la demanda, y las constantes guerras y crisis bélicas que se producen en los países que producen y tienen las mayores reservas de petróleo crudo en el mundo, como por ejemplo la guerra entre árabes e israelíes de 1973, la guerra civil de Irán en 1978, y mas recientemente las guerras del golfo pérsico de 1990 y la guerra con Irak en el 2003. De esta ultima guerra todavía se están viendo efectos en el precio internacional del petróleo, ya que el barril de crudo a alcanzado valores históricos en su precio elevándose por sobre los 50 dólares por barril. Estas constantes alzas traen efectos diferentes para los países del mundo entero. Los países que son productores de petróleo, o exportadores, ven que su economía mejora al ingresar mayor cantidad de dinero por su recurso (Como el caso de México y Venezuela); mientras que por otro lado en los países no productores, o importadores, su economía se ve afectada negativamente ya que el precio del petróleo influye directamente en su economía, por lo general con un encarecimiento de los productos derivados del petróleo y que después afectan en el precio del transporte interno del país y en los precios al consumidor, como es el caso de Chile, Uruguay y Paraguay que son países que se caracterizan por ser importadores netos de petróleo.

Como la mayoría de los países del mundo no son exportadores de petróleo, queda claro que una subida constante en el precio del barril de petróleo, por un tiempo considerable, seria una causal directa de una crisis económica mundial, como lo fue en la década de los 70, cuando el precio del barril de petróleo subió hasta ocho veces su valor original. El precio del petróleo al 8 de abril del 2005 es de 53,10 dólares (ver figura 25), tras haber llegado a casi los 60 dólares por barril, no descartándose que pueda alcanzar precios superiores en el corto plazo.

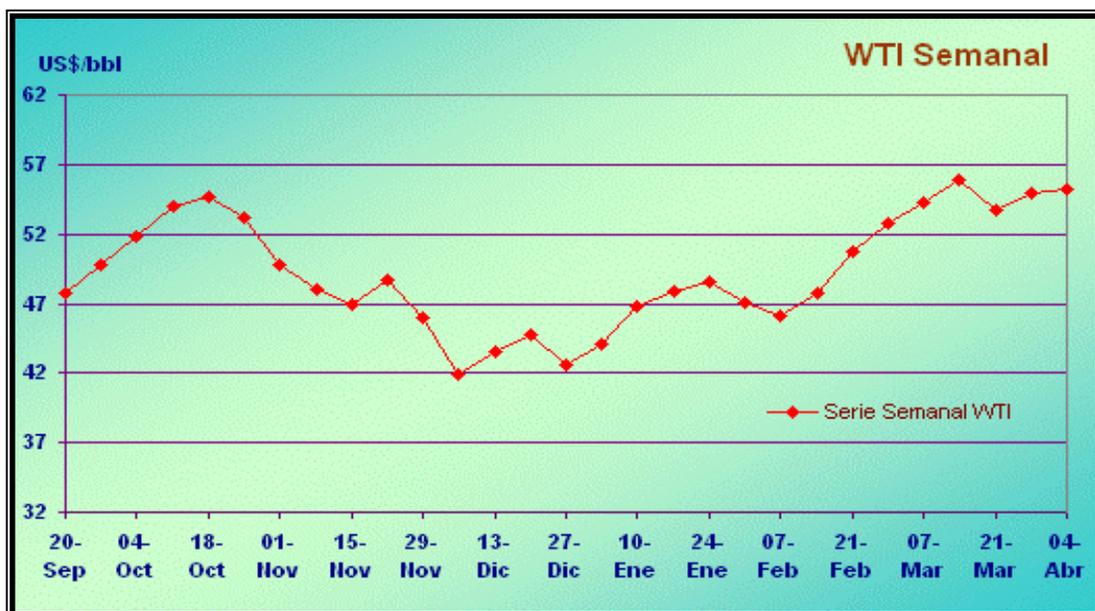


Figura 25.- Grafico de variación del precio del petróleo.

WTI = West Texas Indicate (Petróleo del Oeste de Texas).

Los precios del petróleo crudo Brent (Que es el que se cotiza en Europa), han llegado hasta los 57,65 dólares por barril, mientras que el crudo West Texas (Que es el que se cotiza en Estados Unidos), ha alcanzado los 58,28 dólares por barril.

En Chile, esta alza se refleja directamente en el precio de las gasolinas y combustibles derivados del petróleo, como el Diesel, Diesel ciudad y Kerosene así como también en el precio del gas licuado. Hasta el mes de marzo del 2005 el precio por litro de gasolina ha subido más de 50 pesos en las gasolinas de 97, 95 y 93 octanos y más de 40 en el petróleo Diesel.

La elevada dependencia nacional del petróleo importado y los impactos negativos sobre la economía del país, derivados por la incertidumbre en los precios del crudo a nivel internacional, llevaron al gobierno a crear un mecanismo que le permita regular el precio del petróleo y mitigar así los impactos de tales variaciones.

Este mecanismo es el “Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo” (FEPP). Este mecanismo define el porcentaje de las alzas en los precios del crudo importado, que debe ser traspasado al público. El objetivo es mantener cierta estabilidad en los precios de los derivados del petróleo en el mercado nacional, atenuando las variaciones de los precios de venta de los derivados del petróleo en el mercado interno. Pero no las evita. El país debe, igualmente, en el largo plazo, internalizar los cambios en los precios del crudo.

El FEPP fue creado en enero de 1991, mediante la ley N° 19.030 y desde esa fecha opera con los objetivos señalados. Se constituyó, inicialmente, con un monto de \$ US 200 millones provenientes, a modo de préstamo, del Fondo de Estabilización del Cobre. En ese marco, cada vez que el FEPP excediera esta suma se aportaría el exceso como amortización del préstamo original a dicho fondo.

De acuerdo con la ley, los combustibles afectos al FEPP son:

- 1) Las gasolinas automotrices de 93, 95 y 97 octanos.
- 2) La nafta para uso en la fabricación de gas de cañería.
- 3) El kerosene domestico.
- 4) El petróleo Diesel.
- 5) Los Fuel oil 5 y 6 e IFO.
- 6) El gas licuado de petróleo. (GLP).

El FEPP opera con dos tipos o conceptos de precios:

1.- Los de Referencia. Determinados por el Ministerio de Minería previo informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE), consideran: i) un Precio de Referencia Superior

(PRSu): ii) uno intermedio (PRIn), y iii) uno inferior (PRIf). El precio de referencia intermedio es calculado sobre la base del precio esperado de mediano y largo plazo del mercado petrolero.

2.- Los precios de paridad de importación (PRIM): Se refieren a la cotización promedio semanal observada en los mercados internacionales de combustibles, incluyendo los costos de transporte, seguros y otros. A continuación mostraremos la tabla 14 en la que se puede ver como se calcula mediante este método, el precio paridad de la gasolina en una fecha determinada.

Tabla 14.- Ejemplo de cálculo de precio paridad.

Concepto	\$ US/mt³
Precio mercado referencia (US Gulf Coast)*	130,8
Seguros y flete (a puertos chilenos)	15,5
Derechos aduana	14,6
Gastos Internación.	1,1
Logística (Terminal y almacenamiento)	3,6
Margen importador.	6,6
Paridad Paridad Importación.	172,2

* Costa del Golfo de los Estados Unidos.

El mecanismo establece que cuando el precio paridad esté bajo el precio de referencia inferior, el producto estará gravado por un impuesto del 60 % de la diferencia entre ambos precios por metro cúbico vendido o importado, según corresponda. Al contrario, si el precio de paridad excede al PRSA, operará un crédito fiscal igual a la diferencia entre ambos precios, por metro cúbico vendido o importado, según corresponda. La diferencia en el porcentaje de aplicación del mecanismo pareciera provenir del hecho que el FEPP fue adoptado en un contexto, la guerra del Golfo, en el cual preveían alzas mayores de precios del crudo.

Los mencionados impuestos o créditos fiscales específicos, según sea el caso, se devengarán al momento de la primera venta o importación de los productos señalados gravando o beneficiando al productor, refinador o importador de ellos.

Si el PPI_m se mantiene dentro del rango establecido por los precios de referencia (Superior o inferior), no opera el mecanismo del FEPP.

Si en cambio, el PPI_m supera alguno de los precios de referencia mencionados, y este supera en un 2 % a los precios vigentes, se genera el mecanismo señalado.

Sin embargo en el mes de Julio del año 2000 fue aprobada una nueva Ley para el FEPP (N° 19.681) y su nuevo reglamento. Esta nueva Ley reemplaza a la ley de 1991. las razones esgrimidas para dicho cambio obedecen, formalmente, a la disminución de los recursos disponibles y su virtual agotamiento, los que a marzo de 2000, derivado del aumento de precios en el petróleo internacional, estaba significando un gasto mensual de alrededor de \$ US 30 millones.

Esta nueva Ley contempló una serie de modificaciones las que tenían como objetivo central crear un mecanismo con atribuciones capaces de representar de mejor manera la situación del mercado internacional.

El conjunto de cambios introducidos al mecanismo especifica las condiciones para la oportunidad de su aplicación, mejoró los modelos utilizados para la determinación de los precios de referencia, determino condiciones para evitar el agotamiento de los recursos del fondo, y creó subfondos destinados a subsanar el traspaso de subsidios cruzados que tenían lugar por el hecho de que no todos los productos se veían necesariamente afectados por alzas en los precios paridad del crudo.

Tres conclusiones preliminares son posibles de mencionar con respecto a los cambios introducidos. En primer lugar, la CNE y las autoridades involucradas asumen implícitamente las críticas realizadas por especialistas respecto de la arbitrariedad de la cual gozaban respecto de la oportunidad en la aplicación del mecanismo. En la nueva Ley, la CNE tiene la obligación de calcular los precios semanalmente bajo la adopción de formulas de calculo previamente definidas y públicas. En segundo lugar, la adopción de formulas que evitan el agotamiento del fondo, tenderán a traspasar más frecuentemente y en montos cada vez mayores, las alzas a los combustibles, con lo que virtud de amortiguador de las alzas, o efecto suavizador de las mismas, tiende a debilitarse. Finalmente los cambios aportados, especialmente los expuestos previamente, tienden a erosionar la de por si ya limitada capacidad de la cual disponía la autoridad para hacer frente a la incertidumbre prevaleciente en los mercados de los hidrocarburos. Si bien se alcanza el objetivo de amortiguar los precios internos con aquellos de los mercados internacionales, no es menos cierto que los impactos sobre el conjunto de la economía podrán ser mayores, en particular en un escenario de alza de precios del petróleo y que quienes asuman la mayor parte de las alzas serán los consumidores.

En la actualidad el FEPP solo esta siendo aplicado a los petróleos Diesel para el rubro de los camioneros y el transporte en general, ya que las constantes alzas de los últimos tiempos han hecho insostenible el aumento interno de las bencinas terminando con los fondos destinados a apalea este aumento. Para finalizar este apartado mostraremos un cuadro comparativo en la tabla 15, sobre la ley de fondo de estabilización de precios del petróleo.

Tabla 15.- Cuadro comparativo de la ley de fondo de estabilización de precios del petróleo.

	Anterior	Nueva
Vigencia.	1991	2000
Ley número.	19.030	19.681
Cambio de precios y referencia.	Discrecional.	Semanal.
Fórmula de cálculo.	Modificable a discreción, no publicada.	Definida y pública
Porcentaje A subsidiar.	Fijo (100 % de la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia superior, si el primero es mayor al segundo).	Dependiente de los recursos del fondo. Si el Fondo Especifico Disponible del Producto (FEDP) es mayor o igual a la utilización estimada del fondo para las próximas 12 semanas, se otorga el 100 % de la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia superior (Si el primero es mayor al segundo). En caso contrario, se otorga un % igual al producto de la división entre el FEDP y la utilización estimada de éste para las próximas doce semanas. Este método permite la imposibilidad de agotamiento de los fondos específicos.
Porcentaje A tributar.	Fijo (60 % de la diferencia entre el precio de referencia inferior y el precio de paridad, si el primero es mayor al segundo).	Porcentaje a tributar dependiente de los recursos del fondo. Si la diferencia entre el Fondo Objetivo Especifico del Producto (FOEP) y su FEDP es mayor o igual al incremento estimado del fondo para las próximas 12 semanas, se otorga el 100 % de la diferencia entre el precio de referencia inferior y el precio de paridad. En caso contrario, se otorga un % igual al producto de la división entre la diferencia FOEP y FEDP, y el incremento estimado de este último para las próximas 12 semanas. Este método permite la imposibilidad de sobreacumulamiento de los fondos específicos.
Fondo	Un solo fondo para todos los productos.	Fondo específico para cada categoría de combustibles, gasolinas automotrices, kerosene doméstico, petróleos Diesel y petróleos combustibles.

Capítulo III “Combustibles navales, transporte y recepción en buques”

3.1- Combustibles navales y sus características.

Los combustibles utilizados en los buques son los denominados combustibles residuales. Se llaman así ya que están formados por la parte residual de la destilación del petróleo. Estos combustibles se caracterizan por ser más pesados, teniendo viscosidades cinemáticas superiores a 10 cSt a 80° C, el punto de inflamación esta siempre por sobre los 50°C y su densidad es siempre mayor que 0,90 ton/m³.

Se les denomina a nivel internacional con las siglas IFO (Intermediate Fuel Oil), y entre ellos los más utilizados son los IFO 180 e IFO 380. El número 180 significa que el combustible tiene una viscosidad cinemática de 180 cSt a 50° C, y el número 380 significa que tiene 380 cSt a 50° C. Se les denomina así ya que la viscosidad cinemática es la característica más representativa en los combustibles de esta clase, ya que de ella depende la temperatura de precalentamiento del combustible previa a su inyección, con el objetivo de conseguir una combustión más eficiente, y su temperatura de almacenamiento. Así un combustible IFO 180 se mantiene con una temperatura de almacenamiento de unos 75 a 80° C, y una temperatura de inyección de entre los 115 y 125° C (Dependiendo directamente de la temperatura de inyección que recomienda el fabricante del motor).

Existen también otras nomenclaturas para la viscosidad cinemática a parte de los grados Centistokes. Entre ellos los más comunes son los grados Redwood N° 1 a 100° F; Segundos Saybolt Furol a 50° C; Segundos Saybolt Universal a 100° F; y grados Engler a 50° C.

Por lo general las tablas de viscosidad vienen tabuladas para todas estas nomenclaturas, con curvas para cada tipo de combustible.

A continuación mostraremos la tabla 16, en la cual se ven las conversiones de los distintos grados de IFO desde los grados Centistokes (cSt), a las otras nomenclaturas ya mencionadas.

Tabla 16.- Tabla de conversión de viscosidades para combustibles navales IFO.

Grados IFO	Viscosidad Máxima cinemática en Centistokes a 50° C	Aproximado en Redwood N° 1 A 100° F	Aproximado en Segundos Saybolt Furol a 50° C	Aproximado en Segundos Saybolt Universal a 100 ° F	Aproximado en Grados Engler a 50° C
IFO 30	30	200	-	227	4,1
IFO 40	40	278	21	315	5,4
IFO 60	60	439	31	496	7,9
IFO 80	80	610	40	695	10,7
IFO 100	100	780	49	885	13,4
IFO 120	120	950	58	1090	16,0
IFO 150	150	1250	71	1400	20,0
IFO 180	180	1500	85	1720	24,0
IFO 240	240	2100	113	2400	32,0
IFO 280	280	2500	132	2850	37,3
IFO 320	320	2900	151	3330	42,6
IFO 380	380	3550	179	4070	50,6
IFO 420	420	4000	198	4570	56,0
IFO 460	460	4480	217	4980	61,3

Las características de estos combustibles, están establecidas por las normas ISO (Internacional Organization for Standardization), en la Norma ISO 8217:1996 “Specifications of marine fuels, Requirements for marine residual fuels”. Debemos decir también que los motores marinos de los buques dependiendo de su diseño y fabricación, dependerá el grado de combustible a consumir, y es así como pueden consumir diferentes combustibles residuales tales como IFO 180, IFO 380, y consumir además combustibles marinos destilados como el Marine Gas Oil (MDO), o el Marine Diesel Oil (MDO). Estos combustibles están caracterizados en la Norma ISO 8217:1996 “Specifications for marine fuels, Requirements for marine distillate fuels”.

A continuación veremos las características de los combustibles residuales marinos, según la Norma ISO 8217 en la tabla 17.

En esta tabla, el combustible RMC 10 corresponde a los combustibles IFO 30 e IFO 40; el combustible RMD 15 corresponde a los combustibles IFO 60 e IFO 80; los combustibles RME 25 y RMF 25, corresponden al combustible IFO 180; y los combustibles RMG 35 y RMH 35, corresponden al IFO 380.

Ahora veremos las características de los combustibles marinos destilados en la tabla 18.

Tabla 18.- “Especificaciones para combustibles marinos, Requerimientos para combustibles destilados marinos”.

Característica	Método de testeo	Límite	DMA (MGO)	DMB (MDO)
Densidad a 15° C, (kg./m ³)	ISO 3675 o ISO 12185	Mínimo	890	900
Viscosidad Cinemática a 40° C (mm ² /s) ⁽¹⁾	ISO 3104	Mínimo	1,5	-
		Máximo	6	11
Punto de Inflamación, (° C)	ISO 2719	Mínimo	60	60
Punto de Ecurrimiento, (° C) ⁽²⁾	ISO 3016	Máximo	-6	0
Calidad de Invierno		Máximo	0	6
Calidad de Verano				-
Punto de Neblina, (° C)	ISO 3015	Máximo	-	-
Azufre	ISO 8754	Máximo	1,5	2
Numero de cetano	ISO 5165	Mínimo	50	35
Residuo carbonoso (micro) (10% b)	ISO 10370	Máximo	0,3	-
% (m/m)				
Residuo carbonoso (micro)	ISO 10370	Máximo	-	0,3
% (m/m)				
Cenizas, % (m/m)	ISO 6245	Máximo	0,01	0,01
Sedimentos, % (m/m)	ISO 3735	Máximo	-	0,07
Existencia total de sedimentos	ISO 10307-1	Máximo	-	-
% (m/m)				
Agua, % (V/V)	ISO 3733	Máximo	-	0,3
Vanadio, mg/kg.	ISO 14597	Máximo	-	-
Aluminio más Silicio, mg/kg.	ISO 10478	Máximo	-	-

(1) 1 mm²/s = 1 cSt

(2) Los compradores deben de asegurarse de que este punto de escurrimiento, es el adecuado para el equipamiento a bordo, especialmente si el buque opera en ambos hemisferios, el norte y el sur.

Como en el capítulo I ya se explicaron las características de los combustibles, no entraremos a definir las nuevamente. Los valores de estas características quedaron estipulados en las tablas 17 y 18.

Sin embargo, haremos una breve mención con respecto al contenido de Aluminio, contenido de Vanadio, Índice de Cetano e Índice Diesel.

3.1.1- Aluminio. El contenido de Aluminio presente en los combustibles residuales, provee una indicación de los catalizadores finos que fueron utilizados en el proceso de destilación del petróleo. Los catalizadores finos solo pueden estar presentes si los componentes de un catalizador (Utilizado en el proceso de cracking catalítico), son mezclados íntimamente con el petróleo.

Centrifugando satisfactoriamente el petróleo, se reduce el nivel de catalizadores finos hasta alcanzar niveles de seguridad para el funcionamiento adecuado del motor, sobre todo en los motores marinos que consumen diferentes grados de IFO, MDO o MGO.

3.1.2- Contenido de Vanadio. El Vanadio existe en forma natural en el petróleo crudo, existiendo con particular importancia en petróleos provenientes de México y Venezuela. Durante el proceso de refinado el Vanadio se concentra en los residuos de los combustibles los cuales son mezclados.

El Vanadio por si solo no es un elemento que provoque fallas o problemas en el funcionamiento del motor. Sin embargo en contacto y mezclado potencial con el Sodio, puede provocar corrosión en válvulas y otras piezas de la cámara de combustión. La relación segura de Vanadio y Sodio, no debe exceder la tercera parte de Sodio en relación a la concentración de Vanadio presente en el petróleo, es decir, menos de 1 tercio de Sodio con respecto al Vanadio.

3.1.3- Índice de Cetano. Así como el octano mide la calidad de ignición de la gasolina, el índice de cetano mide la calidad de ignición de un diesel. En los motores del ciclo Otto (o bencineros), se requiere que el combustible posea características antidetonantes que retardan el encendido hasta que se produzca la chispa que hará que provocará la combustión.

En cambio como en el ciclo diesel la combustión se produce por la compresión de aire al interior del cilindro, se requiere que el combustible posea una temperatura de encendido baja con objeto de disminuir en lo posible el retraso al encendido, que es un factor de gran importancia en el funcionamiento del motor, porque de él dependen la violencia o la suavidad de la combustión.

Con el fin de valorar el comportamiento de los combustibles utilizados en los motores Diesel, se estableció el índice de cetano de cualidades totalmente opuestas al índice de octano. El índice de cetano nos define la facilidad de encendido del combustible; este número o índice expresa el porcentaje de una mezcla de cetano y aftametilnaftaleno que produce igual comportamiento que el combustible que se ensaya.

Para determinar la calidad del encendido se empleó el ceteno ($C_{16}H_{32}$) y el aftametilnaftaleno ($C_{11}H_{10}$) como combustible de referencia, pero siendo el ceteno un combustible de la serie de los hidrocarburos no saturados, se mostró bastante inestable y, en

consecuencia, con resultados poco satisfactorios, motivo por el cual fue sustituido por el cetano ($C_{16}H_{34}$) de la serie de los hidrocarburos saturados.

Así, pues, la cantidad de cetano contenida en una mezcla con aftametilnaftaleno, determina por comparación con un combustible su índice de cetano, siendo el índice del cetano puro 96.

3.1.4- Índice Diesel. La determinación del índice de cetano, presenta el inconveniente de precisar equipos costosos además de tener que realizar constantes ensayos de laboratorio. Por dicho motivo, se pensó en relacionar algunas de las propiedades físicas de los combustibles utilizados en los motores Diesel, a fin de establecer un juicio más fácil sobre el comportamiento de un combustible dado. En este sentido se estableció el Índice Diesel, que viene dado por la fórmula:

$$\text{Índice Diesel} = (\text{Punto de Anilina (Grados F)} \times \text{Densidad A.P.I.}) / 100$$

El punto de anilina se halla calentando al baño maría una mezcla de partes iguales de anilina y de la muestra del combustible cuyo índice Diesel se desea determinar, hasta que forme una solución clara; seguidamente se deja enfriar y en el instante en que la mezcla empieza a enturbiarse, la temperatura que entonces indique, expresada en grados Fahrenheit, constituirá el llamado índice de anilina. La densidad A.P.I. guarda una estrecha relación con el peso específico y su definición se encuentra en el capítulo I de este trabajo.

El índice Diesel no difiere mucho en magnitud al índice de cetano del mismo combustible.

3.2- Tipos de motores utilizados en buques y sus características.

Los motores utilizados en los grandes buques mercantes los podemos clasificar en dos tipos:

- 1.- Motor Propulsor.
- 2.- Motores Auxiliares.

3.2.1- Motor Propulsor. Por lo general el motor más usado como maquinaria principal en los grandes buques mercantes, es el Motor Diesel lento de dos tiempos, alternativo, y de combustión interna, cuya potencia en BHP (Brake horse power), fluctúa entre los 5.000 y 20.000 BHP, dependiendo del tamaño del buque y del motor, así como de la potencia estimada en

los cálculos preliminares. Solo en buques más pequeños se utilizan motores Diesel rápidos de 4 tiempos, utilizando engranajes reductores para disminuir las rpm, como por ejemplo en barcas y transbordadores.

El objetivo del motor principal es entregar la potencia necesaria para lograr el movimiento del buque, venciendo la resistencia del agua, que es la mayor de todas, y otras resistencias menores, como resistencia del viento, resistencia del aire, resistencia por apéndices, etc. Estas resistencias son todas variables utilizadas en el cálculo previo del motor que necesitara el buque. Además debe dar la potencia necesaria para lograr velocidades que sean rentables para el funcionamiento del buque, velocidades que fluctúan entre los 13 y los 20 nudos.

Estos motores, son del ciclo Diesel y están diseñados para consumir diferentes grados de combustibles IFO, así como Marine Diesel Oil (MDO) y Marine Gas Oil (MGO). En el caso de los combustibles IFO, deben poder cumplir las especificaciones y exigencias impuestas por el fabricante del motor para este efecto, como es el caso de la temperatura y viscosidad de inyección.

Al no poseer un mecanismo que provea de una chispa o de calor (como en los motores del ciclo Otto), el motor Diesel utiliza el aire que ingresa al interior de los cilindros (ya sea por aspiración atmosférica o inyectado por turbosobrealimentadores) para conseguir el autoencendido del combustible. Esto se logra ya que al subir el pistón en su carrera ascendente, va comprimiendo el aire contenido al interior del cilindro aumentando su temperatura, logrando alcanzar la temperatura de autoencendido del combustible.

Un motor Diesel marino, no importando si es de dos o cuatro tiempos, se puede subdividir en tres secciones o partes constituyentes principales:

1.- La culata, ubicada en la parte superior del motor, que tiene por objetivo sellar al motor por arriba, sellar la cámara de combustión, y alojar las válvulas y conductos de admisión y escape del sistema.

2.- El block, ubicado entre la culata y el carter, y que aloja los cilindros y pistones del motor.

3.- Y finalmente el carter, el cual es la base del motor y soporta el peso del block y la culata, y además almacena el aceite lubricante.

En la figura 26 podemos ver la sección transversal en corte de un motor propulsor de 2 tiempos con sus principales componentes.

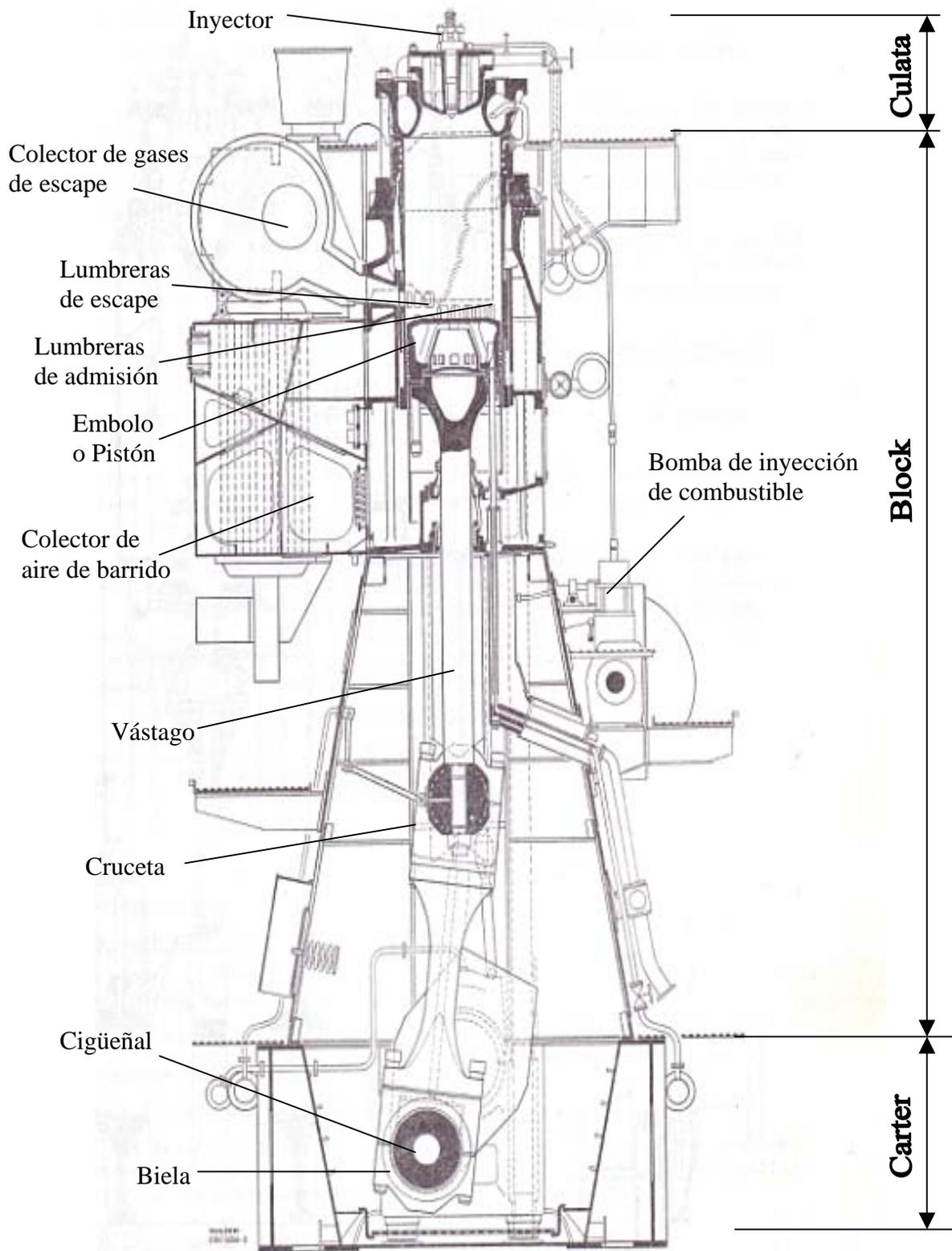


Figura 26.- Sección transversal en corte de un motor propulsor Diesel de 2 tiempos con cruceta.

3.2.2- Motores Auxiliares. Son en realidad los motores generadores, y están encargados de generar la energía eléctrica necesaria para su consumo a bordo. Estos motores por lo general son motores Diesel rápidos de 4 tiempos, y a diferencia de la Motor propulsor, están, por lo general, diseñados para el consumo de MDO, MGO, IFO o bien una mezcla de combustibles, como MDO con IFO, o MGO con IFO, mezclas que son preparadas a bordo mediante un sistema llamado “blender”

Son más pequeños que el motor principal, y entregan potencias que van desde los 500 a 1000 BHP. Por lo general en los buques van dos motores generadores principales y un tercero de emergencia. Estos motores no producen energía eléctrica por si solos. Para poder transformar el trabajo del motor en energía eléctrica, se acopla al extremo del eje a un alternador que aprovecha el movimiento rotatorio del eje para producir electricidad (Corriente AC).

En la figura 27 podemos ver la sección longitudinal en corte de un motor Diesel de 4 tiempos con sus principales componentes.

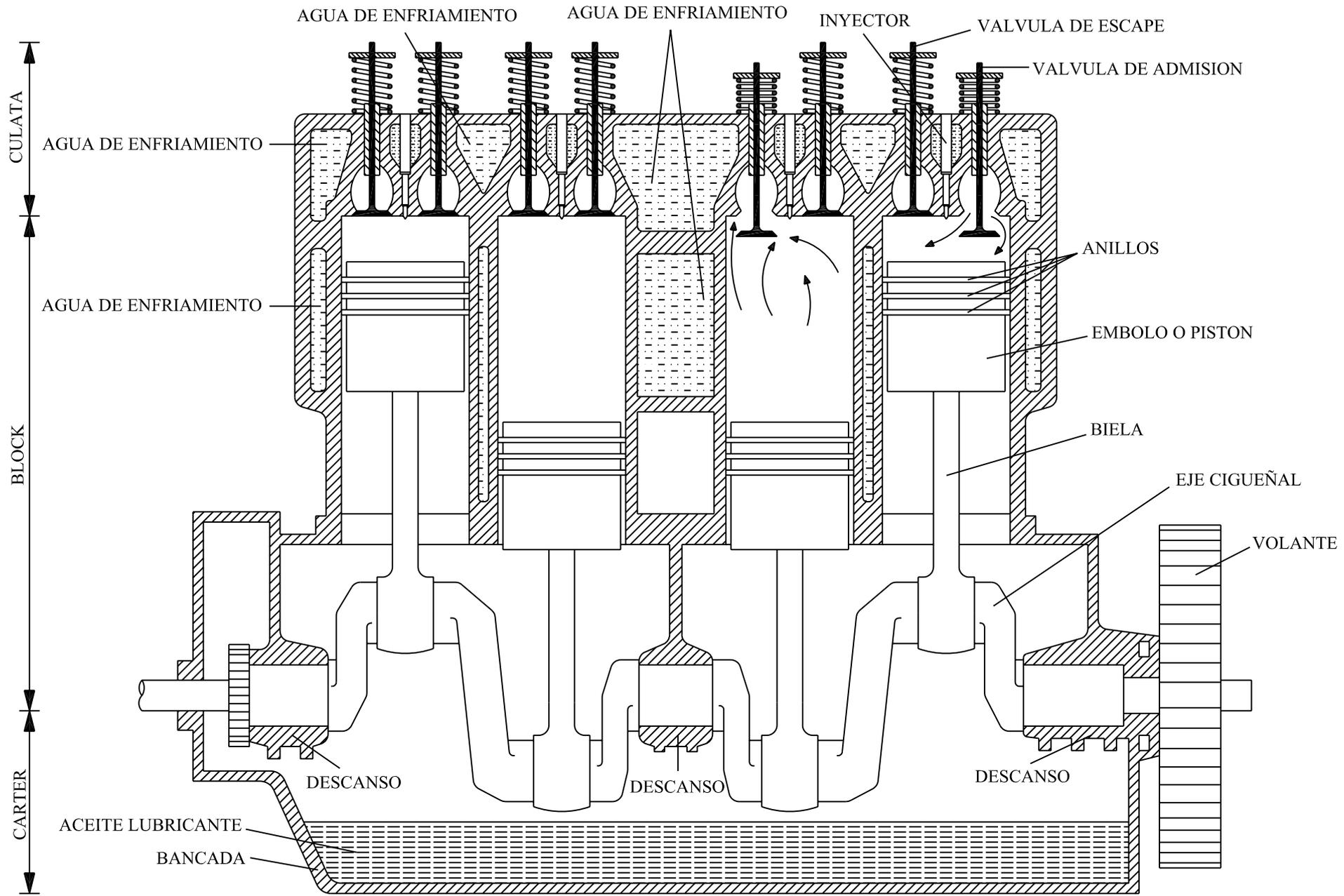


Figura 27.- Sección longitudinal en corte de un motor Diesel de 4 Tiempos

3.3.- Transporte desde la refinería hacia el buque.

El transporte de los combustibles navales desde la refinería hacia los buques se realiza generalmente de dos formas:

- 1.- Desde una barcaza directo al buque.
- 2.- Con camiones cisternas.

3.3.1.- Transporte con barcaza. Es la forma más común de transporte. En este método el petróleo es transportado por medio de una barcaza la cual es cargada con el petróleo requerido mediante oleoductos provenientes desde los estanques de almacenamiento de las refinerías. Una barcaza además puede transportar diferentes tipos de combustibles, ya sea IFO, MDO, o MGO.

A continuación podemos ver una imagen en la que se muestra a una barcaza atracando a un terminal petrolero de una refinería para llenar sus estanques.



Figura 28.- Buque atracando a terminal petrolero.

Los buques petroleros también son cargados directamente en estos terminales. A continuación veremos la figura 27 en la cual dos buques tanque son cargados en un terminal petrolero.



Figura 29.- Buques tanque atracados a terminal petrolero.

3.3.2.- Transporte con camiones cisternas. En este procedimiento se transporta el combustible mediante camiones cisternas, llevando menor cantidad que una barcaza por lo que se necesitan varios camiones para completar el total de combustible requerido.

Estos dos procedimientos de recarga de combustible se conocen con el nombre de “Faena de combustible” o “Rancho de combustible”.

3.4.- La faena de combustible.

La faena de combustible es el procedimiento de recepción y almacenaje de combustible en estanques al interior del buque, para el posterior consumo del Motor Propulsor y de los Motores Generadores. Para realizar esta faena el buque cuenta con tomas en cubierta a ambas bandas, las cuales se conectan con la barcaza o el camión cisterna para el posterior bombeo y llenado de los estanques. En la figura 28 se pueden ver las conexiones para la faena de

combustible de un buque granelero (A la izquierda toma para IFO, y a la derecha Toma Para MDO O MGO).



Figura 30.- Tomas en cubierta para Faena de combustibles.

Una vez que la conexión entre la barcaza y el buque, o entre el camión cisterna y el buque esta hecha, se comienza el bombeo y llenado de los estanques, siendo transportados a cada estanque por cañerías. Este sistema de cañerías se conoce con el nombre de “circuito de combustible” o “línea de combustible”. A continuación veremos un circuito combinado de trasvasije de combustible, y de llenado de estanques, en la figura 31.

3.4.1.- Cuidados en la faena de combustible. El encargado a bordo de la recepción del combustible es el jefe de maquinas y junto con los demás ingenieros de maquinas deben verificar que la faena se realice con total seguridad y asegurarse de que el combustible que se esta recibiendo a bordo es el combustible solicitado y que cumple con todos los requerimientos para su uso.

Para esto y con el fin de controlar la calidad del combustible que se adquiere a bordo durante una faena de recepción de combustible y comprobar además que éste combustible cumple los requerimientos de su grado es que se deben tomar precauciones a bordo. Para ello se ha establecido un procedimiento de “Toma de Muestras De Combustible”. Estas tomas se realizan en el mismo momento en el que se realiza la faena de combustible y su principal objetivo es servir de prueba en el caso de tener un combustible no adecuado para el consumo a bordo.

Antes de ver el circuito de trasvasije de combustible en la figura 31, veremos la nomenclatura de válvulas y simbología que serán utilizadas de aquí en adelante.

Nomenclatura de valvulas y simbologia

	VALVULA DE GLOBO / PARADA POR TORNILLO
	VALVULA ANGULAR / PARADA POR TORNILLO
	VALVULA DE GLOBO ANTIRETORNO / PARADA POR TORNILLO
	VALVULA ANGULAR ANTIRETORNO / PARADA POR TORNILLO
	VALVULA DE COMPUERTA
	VALVULA MARIPOSA
	VALVULA DE CHEQUEO DE CORTE RAPIDO
	VALVULA DE EMERGENCIA DE CORTE RAPIDO
	VALVULA DE REDUCCION
	VALVULA DE AUTOCIERRE
	VALVULA DE ALIVIO / VALVULA DE SEGURIDAD
	VALVULA DE CHEQUEO TIPO FLOTADOR
	VALVULA DE DIAFRAGMA CON VOLANTE
	VALVULA DE REDUCCION DE TEMPERATURA
	VALVULA MAGNETICA
	VALVULA DE DOS VIAS CON TORNILLO
	VALVULA DE TRES VIAS
	FILTRO SIMPLE
	FILTRO DOBLE
	FILTRADOR TIPO "Y"
	DRENAJE
	JUNTA DE EXPANSION
	ALARMA Y PANEL INDICADOR
	INDICADOR DE PRESION
	INDICADOR DE PRESION Y VACIO
	TERMOMETRO
	SWITCH DE PRESION
	SWITCH LIMITE
	TERMOMETRO REMOTO
	ALARMA DE ALTO NIVEL
	ALARMA DE BAJO NIVEL
	ALARMA DE ALTA TEMPERATURA
	ALARMA DE BAJA TEMPERATURA
	ALARMA DE BAJA PRESION
	ALARMA DE SEPARACION ANORMAL
	CABLEADO ELECTRICO
	VIDRIO VISOR
	CAUDALIMETRO
	PANEL DE ACEITE
	PIEZA DE PENETRACION
	INDICADOR FLOTANTE

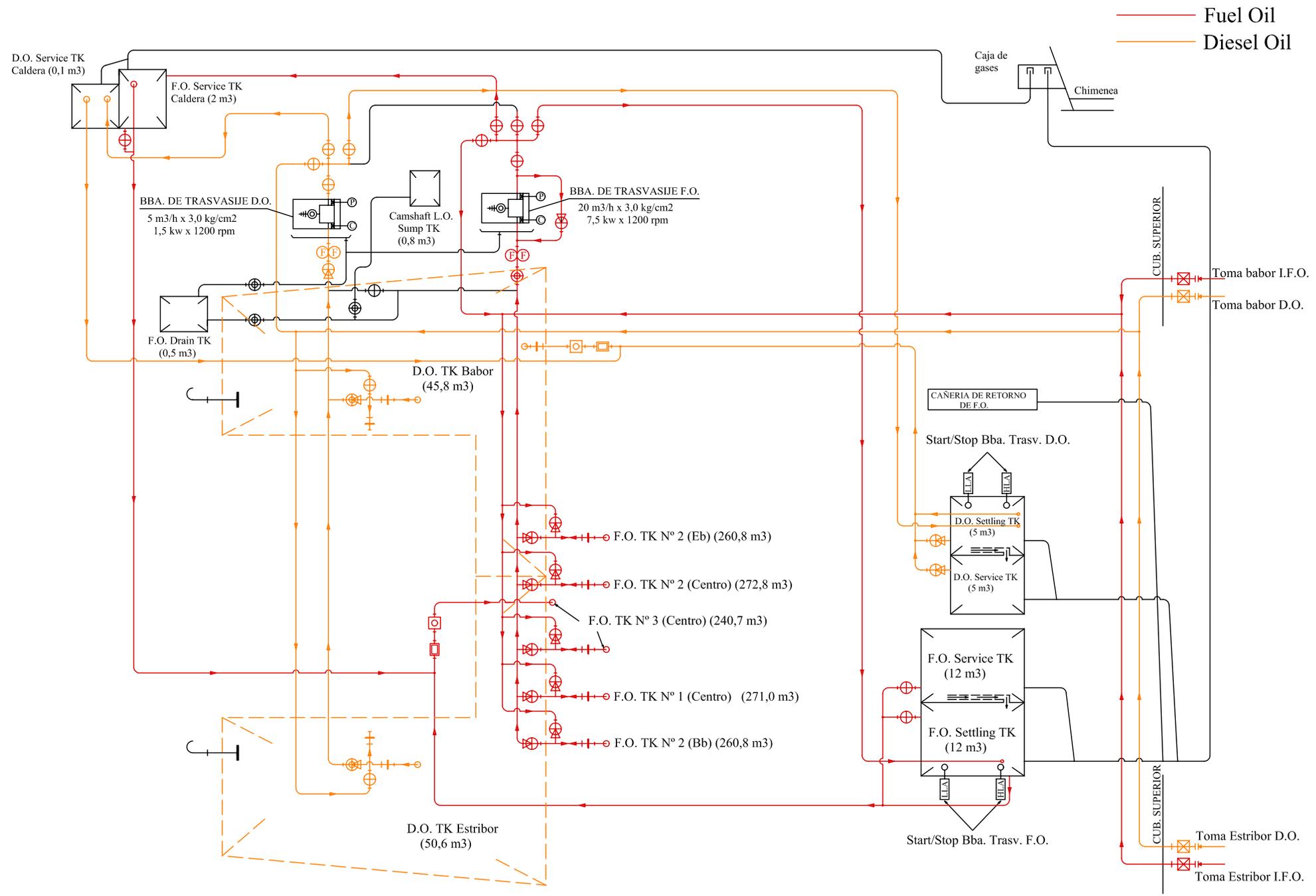


Figura 31.- Circuito de trasvasije de Diesel Oil y Fuel oil y circuito de faena de combustible

El cumplimiento de este procedimiento será determinante al momento de producirse alguna “disputa de calidad”, ya que la muestra obtenida podrá ser usada como respaldo en caso de resolución de conflictos, por ser esta, la única muestra representativa del petróleo recibido. A menudo el proveedor trae consigo sus propias muestras como referencia del combustible entregado, pero estas muestras no son representativas ya que no han sido tomadas en presencia de ambas partes lo cual lo descalifica. Se debe tener en cuenta que la trascendencia y el costo involucrado en estas operaciones, amerita el cabal cumplimiento de este procedimiento.

Las muestras de combustibles se toman mediante el método de “goteo continuo” durante la faena de recepción. El método de “goteo continuo” es la única alternativa para obtener una muestra de tres litros, representativa de la calidad del combustible decepcionado, ya que este método permite obtener muestras de diferentes zonas del combustible. Para llevar a cabo este método de muestreo, cada buque debe tener implementado una de las dos alternativas siguientes:

Alternativa 1. Soldar un “doblante” en la línea de recepción, a $5 \times D$ distancia del flange de entrada, instalar una válvula de aguja de alta presión con un tubo interior con cuatro perforaciones y cerrado en su extremo, como se indica en la figura 32.

Alternativa 2. Confeccionar un “flange intermediario” con las dimensiones de la línea de recepción, con válvula de aguja y tubo interior perforado, para ser utilizado durante la faena de recepción y desmontado posteriormente, como se indica en la figura 33.

A parte de utilizar una de las dos alternativas antes mencionadas se debe contar a bordo con un equipamiento adicional para la toma de muestras, el cual consistirá de:

- Botellas plásticas.
- Sellos numerados.
- Etiquetas.
- Formulario de recepción.

Una vez tomadas las muestras y enviadas a su análisis por dudas acerca de su calidad, las causas más frecuentes de descalificación de reclamos suelen ser las siguientes:

- 1.- Muestra no representativa.
- 2.- Reclamo sin respaldo adecuado (análisis de muestras).
- 3.- Aceptación, por parte de la nave, de muestras del propio proveedor.
- 4.- Pérdidas de las muestras.

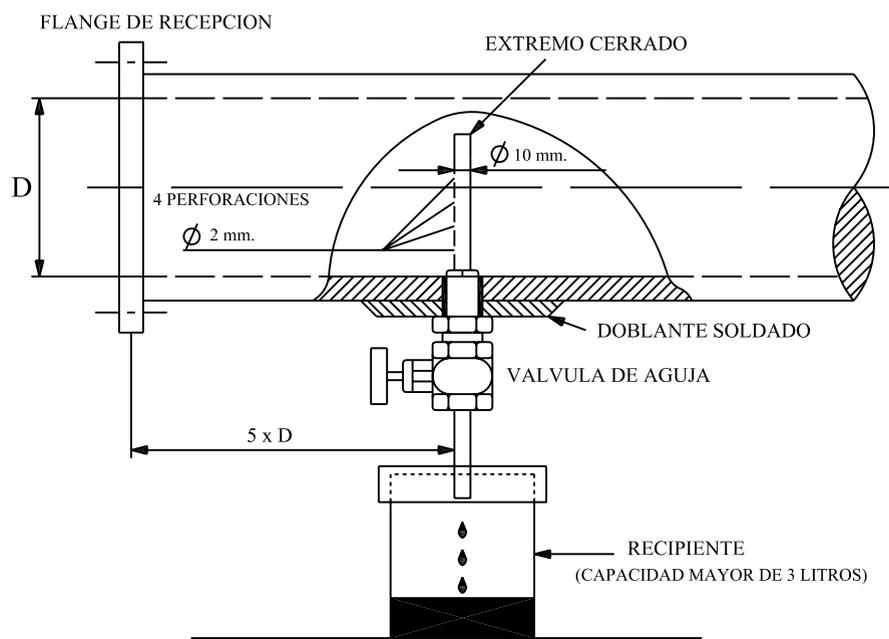


Figura 32.- Alternativa 1 "Doblante"

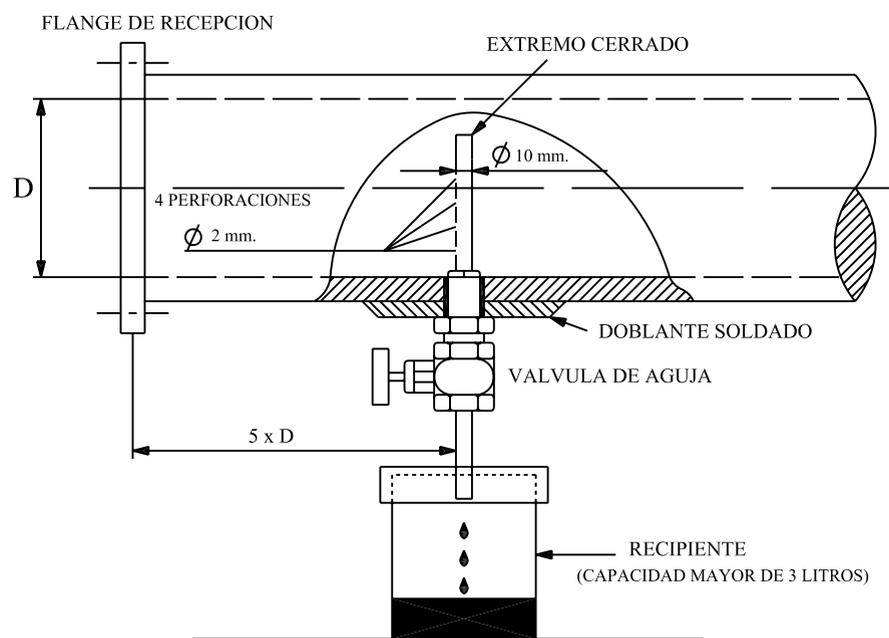


Figura 32.- Alternativa 1 "Doblante"

Del mismo modo las causas más comunes de descalificación de muestras, suelen ser las siguientes:

- 1.- Punto de toma distinto al manifold.
- 2.- Muestras sin sellos.
- 3.- Muestras en botellas inadecuadas.

Procedimiento de la toma de muestras durante la faena. El procedimiento se realiza de la siguiente forma:

- 1.- Diez minutos después de haber comenzado la faena, purgar la línea de recepción y ajustar la válvula de aguja, de manera que el goteo se mantenga continuo y alcance a llenar el recipiente durante el tiempo que transcurra la faena de recepción de combustible, como se muestra en la figura 32.
- 2.- Una vez finalizada la faena de recepción y obtenida la cantidad de tres litros de muestra representativa en el recipiente, se debe agitar el contenido durante 1 o 2 minutos.
- 3.- Luego se procede al llenado de las tres botellas, llenándolas hasta el nivel de un litro cada una.
- 4.- Se cierran las botellas, primero con un tapón y luego con una tapa asegurándose de que no existan filtraciones.
- 5.- Después se procede a colocar los sellos numerados en las tres botellas y se registran los números en el formulario “Informe del Jefe de Maquinas”.
- 6.- Se completan los datos de las etiquetas de las tres botellas. Se deben firmar las tres etiquetas, junto con el representante del proveedor. Tanto si el representante del proveedor firma las etiquetas, como si no lo hiciese, debe quedar debidamente registrado en la Bitácora de la maquina.
- 7.- Se completa el formulario “Informe del Jefe de Maquinas” y después de firmarlo, se adjunta uno a cada botella.
- 8.- Las tres botellas serán distribuidas de la siguiente forma:
 - Una muestra debe ser entregada al representante del proveedor.
 - Una muestra será enviada para análisis de laboratorio de acuerdo a instrucciones del armador.
 - Una muestra debe permanecer a bordo (Ver la figura 34).
- 9.- Cuando la muestra de combustible se deba analizar en algún laboratorio de Chile, el Superintendente de área se preocupará de hacer llegar la muestra al Superintendente Técnico Administrativo, quien procederá de la siguiente forma:
 - Enviará la muestra de combustible junto con el “Informe del Jefe de Maquinas”, al laboratorio que ha sido designado.

- Coordinará con el Jefe de Laboratorio para el análisis de la muestra y el retorno inmediato de la información (vía FAX) en caso de obtener resultados que se encuentren fuera de los parámetros establecidos para el tipo de petróleo. Ante esta eventualidad deberá notificar de inmediato al Superintendente de área para que tome las medidas que correspondan.
 - En caso de que los resultados del análisis sean concordantes con los parámetros establecidos, el envío del “Certificado de Análisis” debe seguir el curso normal de entrega.
 - Una vez recibido el “Certificado de Análisis”, éste será entregado al Superintendente de área para su control y envío de la información a bordo.
- 10.-** Cuando la muestra de combustible deba ser enviada para su análisis en el extranjero, el Superintendente de área instruirá de acuerdo a las circunstancias.
- 11.-** El costo de los análisis de laboratorio correrá por cuenta del Management, a excepción de cuando el combustible analizado no cumpla con las especificaciones correspondientes a su grado, en cuyo caso este costo será de cargo de la Gerencia Comercial.

A continuación se verá la figura 34, en la cual se muestra una botella de muestra de combustible.

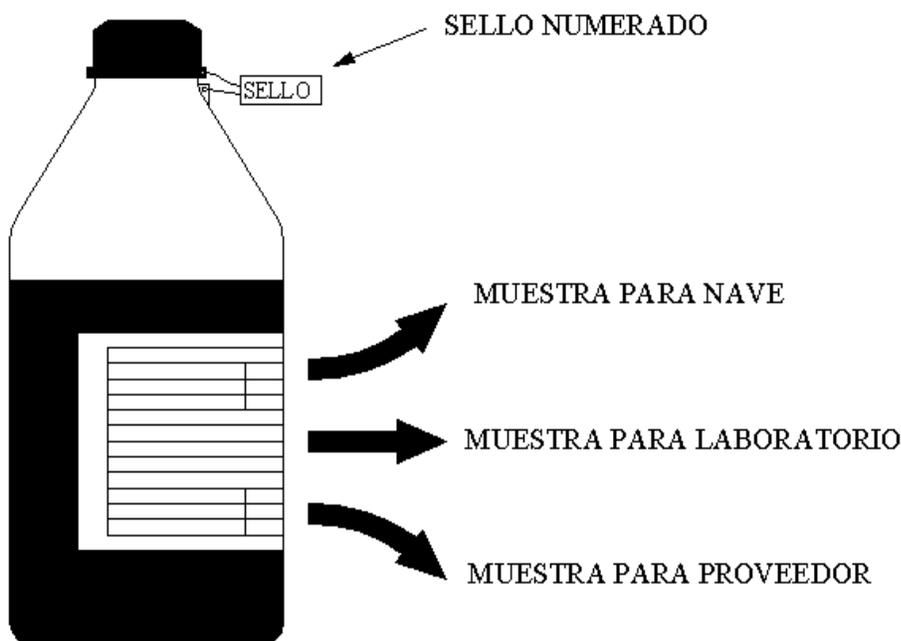


Figura 34.- Botella de muestra de combustible

3.4.2.- Listas de Verificación o “Check List”. Antes de comenzar la faena de combustible, se deben revisar una serie de medidas de seguridad tanto en el buque, como en la barcaza o en el camión cisterna. Estas medidas están estipuladas en una hoja conocida como “Check List” o “Lista de Verificación”, y se toma tanto para la faena de combustibles como para la recepción de lubricantes. El objetivo principal es verificar que tanto el personal del buque, como el personal encargado de entregar el combustible o el lubricante tienen preparadas y verificadas todas las medidas de seguridad tanto en el buque, como en la barcaza o en el camión.

Las faenas de combustible son principalmente realizadas con el sistema de barcaza a buque, principalmente por la capacidad mayor de transporte de la barcaza, por sobre la capacidad del camión, y también por el factor tiempo, siendo obviamente mucho menor en el sistema barcaza buque. Por eso vamos a hablar con mayor profundidad de las listas de verificación del sistema barcaza - buque.

Existen tres listas de verificación que se realizan antes de la faena, estas son:

- 1.- Lista de verificación previa al inicio de las operaciones.
- 2.- Lista de verificación previa a la aproximación y la amarra.
- 3.- Lista de verificación previa a la transferencia.

A continuación veremos los tres formatos de listas de verificación.

FORMULARIO N° CAR-01

TRANSFERENCIA BUQUE A BUQUE
Antes del Inicio de las Operaciones
LISTA 1

Nombre de la nave que descarga:
Nombre de la nave que recibe:
Fecha de Transferencia:

N°	Item – Descripción	Verificación del Buque que descarga	Verificación del Buque que recibe	Observaciones
1	¿Están bien establecidas las comunicaciones entre los buques?			
2	¿Es posible entenderse en algún lenguaje común para las operaciones?			
3	¿Se ha acordado la hora y posición para la faena?			
4	¿Está claro el procedimiento de atraque y amarre, y hay personal para recibir las espías?			
5	¿Está el buque adrizado y con un asiento adecuado?			
6	¿Está el buque y sus equipos en condiciones de efectuar la faena?			
7	¿Se informó al ingeniero acerca de los requerimientos de maquinas?			
8	¿Hay pronósticos e informes meteorológicos para la fecha y área de la faena?			
9	¿Está la grúa y otros elementos para levantar los flexibles en condiciones operativas?			
10	¿Están los flexibles a usar en buenas condiciones?			
11	¿Las defensas inflables están en buenas condiciones?			
12	¿Está preparada para el fondeo el ancla del lado opuesto al que se va a efectuar la faena?			
13	¿Están los cabos mensajeros y nivelays en su lugar listos a usar?			
14	¿Están listas las espías de amarre?			
15	¿Está instruida la tripulación sobre el procedimiento de amarre?			
16	¿Se ha acordado con el otro buque un procedimiento de emergencia?			
17	¿Se ha avisado a la Autoridad Marítima Local de la faena?			
18	¿Se ha avisado a la otra nave que la lista N° 1 se completo satisfactoriamente?			

NOTA

Anotar en la bitácora
“CAR-01 cumplido”

PARA LA NAVE QUE DESCARGA (for discharging ship)
OPERADOR (name)
GRADO (rank)
FIRMA (signature)

POR LA NAVE QUE RECIBE (for receiving ship)
OPERADOR (name)
GRADO (rank)
FECHA (date)

FORMULARIO N° CAR-02

Nombre de la nave que descarga:
Nombre de la nave que recibe:
Fecha de Transferencia:

TRANSFERENCIA BUQUE A BUQUE
Antes de la Aproximación y la Amarra
LISTA 2

N°	Item – Descripción	Verificación del Buque que descarga	Verificación del Buque que recibe	Observaciones
1	¿Se ha completado satisfactoriamente la lista de verificación N° 1? (CAR-01)			
2	¿Están las defensas en el agua en una posición adecuada y con sus amarras trabajando bien?			
3	¿Hay elementos u obstrucciones sobresalientes que puedan dificultar el atraque?			
4	¿Se encuentran los inbornales tapados y sellados?			
5	¿Están las conexiones y manifold de recepción claramente identificados en el buque que recibe?			
6	¿Se ha informado al otro buque el rumbo y la velocidad de aproximación para el atraque?			
7	¿Están desplegadas las señales reglamentarias propias de la faena?			
8	¿Están las puertas y claraboyas de las acomodaciones cerradas?			
9	¿Está el equipo contra incendios y antipolución chequeado y listo para usar?			
10	¿Existe una adecuada iluminación, especialmente al costado cerca de las defensas?			
11	¿Están los equipos portátiles de comunicación probados y cargados?			
12	¿Hay suficientes linternas y son éstas intrínsecamente seguras?			
13	¿Hay poder para winches y cabrestante?			
14	¿Se están cumpliendo las instrucciones relativas a los lugares autorizados para fumar?			
15	¿Hay personal para recibir espías en el otro buque y están listos para actuar?			
16	¿Se ha avisado a la otra nave que se está listo para atracar?			

NOTA

Anotar en la bitácora
“CAR-02 cumplido”

PARA LA NAVE QUE DESCARGA (for discharging ship)
OPERADOR (name)
GRADO (rank)
FIRMA (signature)

POR LA NAVE QUE RECIBE (for receiving ship)
OPERADOR (name)
GRADO (rank)
FECHA (date)

FORMULARIO N° CAR-03

Nombre de la nave que descarga:
Nombre de la nave que recibe:
Fecha de Transferencia:

TRANSFERENCIA BUQUE A BUQUE

Antes de la transferencia

LISTA 3

N°	Item – Descripción	Verificación del Buque que descarga	Verificación del Buque que recibe	Observaciones
1	¿El acceso entre ambos buques es seguro?			
2	¿Se ha establecido un sistema de comunicación con el otro buque?			
3	¿Se han acordado los procedimientos de emergencia?			
4	¿Hay una guardia de cubierta que verifique las amarras, las defensas, los flexibles y el manifold?			
5	¿Esta el personal de maquinas en condición de poner en servicio el motor principal y el resto de la maquinaria auxiliar?			
6	¿Se ha acordado la razón de entrega con el otro buque?			
7	¿Se ha acordado el máximo rate de carga con el otro buque?			
8	¿Se ha acordado el rate de remate de estanques con el otro buque?			
9	¿Están los flexibles suspendidos correctamente?			
10	¿Están las descargas al costado del sistema de carga completamente cerradas?			
11	¿Están las herramientas ubicadas cerca del manifold listas para una rápida faena de desconexión?			
12	¿Hay hachas y equipo adecuado para cortar las espías de amarre tanto a proa como a popa?			
13	¿Están todas las tomas del manifold que no se usen bien cerradas y flangeadas?			
14	¿Está el equipo contra incendio y antipolución chequeado y listo para usar?			
15	¿Se encuentra clausurada la radio estación y puestas a tierras todas las antenas?			
16	¿Se están cumpliendo las instrucciones relativas a los lugares autorizados para fumar?			
17	¿Se ha avisado a la otra nave que la lista N° 3 se completo satisfactoriamente?			

NOTA

Anotar en la bitácora
“CAR-03 cumplido”

PARA LA NAVE QUE DESCARGA (for discharging ship)

OPERADOR (name)

GRADO (rank)

FIRMA (signature)

POR LA NAVE QUE RECIBE (for receiving ship)

OPERADOR (name)

GRADO (rank)

FECHA (date)

3.4.3.- SOPEP. “Shipboard Oil Pollution Emergency Plan”, en inglés. Estas siglas se refieren al “Plan de Emergencia a Bordo en caso de Contaminación por Hidrocarburos”. El SOPEP es otro de los cambios impulsados por la OMI para un mejor control y manejo de los hidrocarburos a bordo. El SOPEP se encuentra en la Regla 26, Anexo 1, Capítulo IV del MARPOL 73/78.

La Organización Marítima Internacional exige a todos los buques petroleros de arqueo bruto superior o igual a 150 TRG, y a todos los buques no petroleros de arqueo bruto mayor o igual a 400 TRG, la existencia a bordo de un plan de emergencia o SOPEP, el cual debe estar listo para aplicarse en caso de derrames de hidrocarburos en cubierta y que puedan resultar en una eventual contaminación, con el fin de contener el derrame.

Para lograr el objetivo que se propone el SOPEP, se utilizan varios sistemas destinados para limpiar, contener y eliminar un derrame de petróleo; pero ninguno de ellos se puede considerar completamente eficaz, siendo necesario aplicar varios sistemas para lograr mejores resultados. Estos sistemas pueden agruparse de la siguiente manera:

Sistemas mecánicos. Skimmers (Significa desnatador), bombas, lanzadores, colectores, barreras, etc.

Sistemas químicos. Dispersantes y agentes promotores de combustión, agentes de degradación biológica o por precipitación.

Sistemas químico – mecánico. Agentes de fondeo, agentes de absorción y agentes de emulsión.

El sistema más deseable ante un derrame de petróleo siempre va a ser su recogida. Como el petróleo se extiende rápidamente sobre la superficie del agua, es necesario contenerlo, concentrarlo, y recogerlo en tanques idóneos hasta que sea descargado. El procedimiento de aplicación del SOPEP comprende tres campos de acción: contención del derrame, eliminación física o química y equipos para su recuperación y posterior tratamiento. En la descripción de estos sistemas es conveniente conocer las propiedades más características de los agentes empleados en la lucha contra la contaminación. Así tenemos:

Agentes de biodegradación. Estos tienen por misión descomponer el petróleo, rompiendo sus enlaces y deshaciendo su fórmula. Se usan preferentemente en el tratamiento de los afluentes de refinería. Los organismos biodegradables están presentes en la naturaleza y representan uno de los mecanismos más importantes en la contención y reducción de los derrames de petróleo.

Agentes de fondeo. Son mezclas de arena con barro o arcilla, que al ser arrojados sobre el petróleo, lo absorbe y luego se precipita, por lo que no es recomendable su uso cerca de la costa y menos en radas, bahías o puertos, a no ser por prevención contra un peligro de fuego o que no haya disponible otro método más satisfactorio.

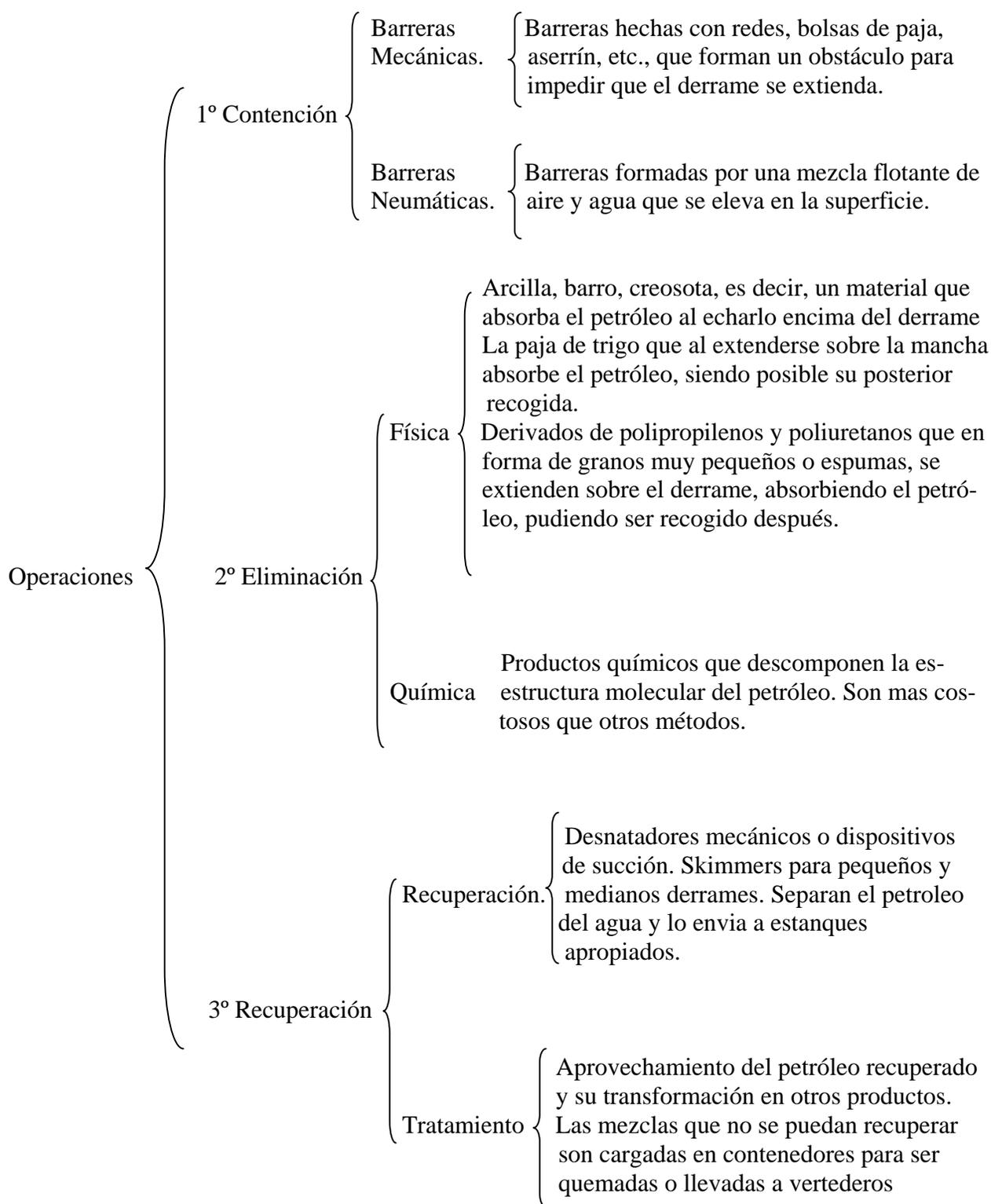
Agentes de absorción. Son materiales naturales, como la paja de trigo, o artificiales, como los plásticos esponjosos, que absorben los productos del petróleo y no el agua. Estos absorbentes se emplean normalmente como parte del sistema de recuperación, ya que evitan que se extienda y facilitan la recogida. Por lo general, ninguno de ellos es nocivo para la flora y fauna marina o lo son muy poco.

La paja de trigo ha sido el absorbente más ampliamente usado contra los derrames en puerto en razón de su bajo coste y su buena disponibilidad.

Los polímeros de gran peso molecular, en forma de espuma, como poliuretano, poliestireno y polipropileno son grandes absorbentes, que permiten recuperar el petróleo exprimiéndolos una vez que han absorbido el petróleo. El poliuretano no puede absorber, teóricamente el 90% de su propio volumen y 100 veces su propio peso de petróleo, aunque aumentan las dificultades si éste es pesado o está emulsionado con agua. Absorbentes de este tipo requieren mezcla o agitación con el petróleo. Casi ninguno de ellos es tóxico.

Agentes de emulsión. Son utilizados para gelatinizar los derrames de petróleo esparciendo el producto directamente sobre aquél. El método es relativamente caro con los productos actuales, además de que la mezcla emulsionada puede también complicar la recogida, porque el petróleo se espesa considerablemente y es menos manejable, sobre todo si esta sobre una superficie de agua.

Conociendo los sistemas y los agentes que se utilizan en la contención y eliminación de derrames, podemos resumir el procedimiento de aplicación del SOPEP de la siguiente manera:



Cada buque debe poseer su propio plan de emergencia, y este debe ser aprobado por la autoridad marítima respectiva, en el caso de nuestro país por la DGTM.

3.5 Certificado IOPP.

El certificado IOPP es el “Certificado Internacional de Prevención de la Contaminación Marina por Hidrocarburos”. Este certificado se encuentra estipulado en el Anexo 1 del MARPOL 73/78, en las reglas 13G y 13H.

Para hacerse acreedor a este certificado, el buque debe pasar satisfactoriamente las exigencias que están en las reglas 13G y 13H del Anexo 1 de MARPOL. Este certificado comprende además un suplemento de “Registro de Construcción y Equipamiento” del buque. Cuando el buque se halle en aguas jurisdiccionales de otro Estado, el certificado puede ser expedido por dicho Estado, con previa solicitud del Estado de pabellón. No se le podrá expedir certificado a buques de estados que no formen parte del MARPOL. El periodo de duración del certificado no puede exceder de 5 años y perderá toda validez si se han realizado modificaciones sin autorización del Estado del Pabellón (Estado pabellón es el estado en el que se encuentra inscrito el buque), cabe anotar que dichas transformaciones deben ser anotadas en el certificado.

Los sistemas, equipos y procedimientos que se deben aprobar para recibir este certificado son los siguientes:

- Aprobación de sistemas de monitoreo de descargas de sentinas, y de lastre de tanque de combustible líquido, con sus respectivos manuales a bordo. Este sistema debe ser aprobado por el Estado del pabellón, con pruebas previas recomendadas por la OMI.
- Aprobación de sistemas de monitoreo de descargas de lastres y aguas de lavado de carga a bordo de petroleros. El propósito es el monitoreo y registro de descargas desde zonas de tanques de carga de petroleros.
- Hidrocarburometros, son exigidos como parte de los sistemas de monitoreo.
- Aprobación de los equipos separadores de agua e hidrocarburos (100 ppm) para descargas de sentinas y lastres de tanques de combustible. Generalmente se exige, posteriormente un sistema de filtros que reduce de 100 ppm a 15 ppm, los cuales deben ser sometidos a aprobación, este equipo debe contar además con un sistema de alarma cuando el límite sea sobrepasado.
- Aprobación de detectores de la interfaz hidrocarburos-agua. Permite determinar con rapidez y seguridad la posición de la interfaz hidrocarburos-agua en los tanques de decantación donde se ha producido la separación, antes de ser descargada directamente al mar.
- Aprobación de los tanques de decantación de los petroleros. Destinados a recoger aguas del lavado de tanques y otras mezclas oleosas.
- Aprobación del sistema de lavado con crudo.
- Aprobación de los tanques de lastre separados, con capacidad suficiente para cumplir con las normas de asiento y calado del buque. Se trata de asegurar de que el buque navegue con seguridad durante los viajes en lastre sin tener que recurrir al lastrado de de los tanques de carga.

- Aprobación de los tanques destinados a lastre limpio y de sus procedimientos operacionales.
- Aprobación de tanques para residuos de hidrocarburos (Sludge tank para fangos y residuos).
- Aprobación de tanques para retención de mezclas oleosas de sentinas a bordo y su posterior descarga a instalaciones de recepción en tierra.
- Conexión universal a tierra del conducto de descargas de sentinas de buques.
- Deben estar aprobados los conductos para las descargas de lastres o mezclas oleosas de tanques de carga sobre y debajo de la línea de flotación.
- Aprobación de los sistemas de gas inerte. Con el propósito de reducir el contenido de oxígeno a menos del 8% en los tanques de carga.
- Verificación del equipo para la retención de hidrocarburos a bordo de un buque pequeño o para sus descargas en el mar. Se debe exigir que los buques pequeños estén equipados dentro de lo posible con instalaciones que eviten las descargas de hidrocarburos.
- Libro de registro de hidrocarburos para petroleros menores y buques no petroleros.
- Aprobación de instalaciones o equipos equivalentes, sobre la facultad de instalaciones de equipos que reemplacen los nombrados anteriormente.
- Autorización de cambios estructurales o de equipos.
- Exención a requerimientos de instalaciones y equipos.
- Aprobación de instalaciones especiales para lastre en petroleros existentes.
- Aprobación de sistemas alternativos para la reducción del derrame hipotético de hidrocarburos calculado.
- Autorización para modificar los procedimientos de cálculos sobre comportamiento y estabilidad después de avería.
- Flexibilidad en las exigencias de comportamiento y estabilidad después de avería en buques menores.
- Investigación sobre descargas ilegales y violaciones.
- Transformaciones de buques.
- Estado de buques accidentados frente a exigencias del convenio.
- Acuerdos con gobiernos sobre la operación de buques en condiciones especiales, esto es para que buques con instalaciones especiales puedan operar en aguas jurisdiccionales de otros estados parte.

Capítulo IV “Manejo y Consumo de Combustibles a bordo”

4.1- Estabilidad de los combustibles residuales navales.

La estabilidad de los combustibles puede ser definida como su habilidad para resistir la formación de gomas solubles e insolubles, así como barro carbonoso o asfáltico (fango). Cuando un petróleo combustible crea estas formaciones se está en presencia de un combustible “Inestable”.

La inestabilidad es una característica que se presenta en el almacenamiento de los petróleos, sobre todo en los petróleos intermedios usados en los motores diesel navales, observándose una tendencia mayor en los petróleos de destilación intermedia con proceso de cracking incorporado.

Los efectos de la formación de estas sustancias en un combustible residual a bordo, pueden resultar en separadores centrífugos obstruidos, filtros bloqueados, calentadores de combustibles con incrustaciones, depósitos en el motor durante y después de la combustión, depósitos en los estanques de almacenamiento, depósitos y mal funcionamiento del sistema de inyección, y daños internos en el motor. La estabilidad es por lo tanto una propiedad vital de los combustibles residuales de uso naval.

La inestabilidad puede ser causada también por la mezcla de dos petróleos incompatibles entre sí, a pesar que cada uno sea estable. Esta situación de incompatibilidad es más fácil que suceda cuando los dos petróleos destilados difieren grandemente, tanto por el origen de extracción del petróleo crudo como por el proceso de refinación mismo, ya que no todas las compañías petroleras realizan los mismos procesos para refinar un petróleo.

El mecanismo del proceso de mezclado en sí mismo es igualmente importante. Los componentes deben ser completamente homogéneos, y esto es extremadamente de conseguir sin un equipamiento eficiente para este fin (mezcladores o blender).

El gran riesgo de creación de combustibles inestables mezclados a bordo del buque, es por la dilución no controlada de combustible residual, con un diluyente para reducir su viscosidad. Muchos buques son adecuados para funcionar con combustibles mezclados de altas viscosidades (Típicamente 380 cSt a 50 °C), por ejemplo mezclas de un gas oil o diesel marino, con un combustible IFO, para usar en motores auxiliares.

La adición de gas oil marino a un combustible residual (IFO), puede reducir significativamente el nivel de aromaticidad del combustible mezclado, favoreciendo la aparición de las gomas solubles e insolubles y barros asfálticos.

El mezclado de combustibles a bordo, es por lo tanto, muy desfavorable y desalentador, razón por la cual se ha ido dejando paulatinamente el uso de mezcladores a bordo.

Para minimizar los riesgos de adquirir un combustible inestable, se recomienda que el comprador de IFO compre los combustibles a un mismo proveedor, y exigir que las especificaciones de los combustibles incluyan un test de estabilidad, o asegurarse de que el combustible posee una reserva de estabilidad. En la actualidad las normas internacionales incluyen test de estabilidad en sus especificaciones.

En resumen la limpieza y la estabilidad de los combustibles residuales navales son esenciales para una segura y económica operación del buque. Las sustancias nocivas producidas por un combustible inestable pueden causar serios problemas a bordo del buque, principalmente retrasos en el buque y costosas reparaciones. Es por esto que la responsabilidad recae exclusivamente en el comprador y debe asegurarse que el combustible que esta adquiriendo no le va a ocasionar mayores problemas.

4.2- Deterioro de los petróleos combustibles debido a los procesos de refinación.

La calidad de los petróleos combustibles en los últimos tiempos ha ido disminuyendo paulatinamente, principalmente debido a los modernos procesos de refinación y a las alzas en los precios del petróleo. Al aumentar los precios, las compañías petroleras se han visto impedidas de mejorar los procesos de refino, con miras a obtener mayores cantidades de productos de más altos precios, en detrimento de los productos residuales.

Por otra parte los complejos procesos de refinación (destilación y cracking) han sido profundizados por el desarrollo de nuevas técnicas. Entre estos procesos el más utilizado es el “VIS Breaking” o “Rotura de Viscosidad”, que al incluirlo en el proceso da como resultado una máxima destilación y petróleos más pesados.

Los efectos de los procesos de cracking y de VIS Breaking tienen sobre el petróleo las siguientes consecuencias:

- Reducción en la cantidad de petróleo residual.
- Aumento en el peso específico o densidad.
- Aumento en el valor del carbón Conradson.
- Aumento de los asfaltenos.
- Aumento efectivo en la concentración de los elementos nocivos como Vanadio, Sodio, Níquel y Azufre.
- Posible contaminación por los catalizadores finos.

Con excepción de la primera, todas las otras consecuencias significan una pérdida de calidad del petróleo y por ende un aumento de los problemas antes de la combustión (transporte y almacenamiento), así como durante y después de la combustión del combustible en el motor.

Este deterioro en la calidad de los petróleos irá en aumento en la medida en que se intensifiquen los procesos de refinación y en la incorporación del VIS Breaking a él. Hoy en día más del 70% de los procesos de refinación incluyen en sus procesos la técnica de VIS Breaking. Como resultado de esto las características de los petróleos residuales han cambiado, disminuyendo en su calidad.

Debido a esta disminución en la calidad de los petróleos se ha producido un acentuamiento de los problemas que se presentan a bordo como consecuencia de ello.

4.3- Principales problemas en el manejo de combustibles a bordo.

Como consecuencia de lo antes visto podemos clasificar los problemas en el manejo de los combustibles en dos formas diferentes.

- 1.- Problemas antes de la combustión (transporte y almacenamiento).
- 2.- Problemas durante y después de la combustión.

4.3.1- Problemas antes de la combustión (transporte y almacenamiento). Los problemas que se presentan aquí se producen principalmente en el manejo y en el almacenamiento de los combustibles. Entre los problemas que se pueden presentar tenemos:

4.3.1.1- Corrosión. Los petróleos contienen ciertas cantidades de agua, ácidos orgánicos y otros productos corrosivos oxidantes. Estos pueden corroer los estanques de almacenamiento (tanques doblefondo por lo general), tanto como a las bombas y otros equipos afines. El área que queda frente a la superficie libre está sujeta a ataques corrosivos.

4.3.1.2- Fango. Estos fangos se producen principalmente por la inestabilidad de los combustibles. Si un combustible permanece suficiente tiempo almacenado en un estanque, se facilita la polimerización y oxidación de los componentes del petróleo formándose fangos insolubles barros carbónicos y asfálticos. Los compuestos que contienen azufre juegan un importante papel en este mecanismo, formando puentes moleculares entre polímeros de cadenas largas favoreciendo la formación de fangos.

4.3.1.3- Microorganismos. Bacterias y hongos pueden formar masas de aspecto y textura gelatinosa, la cual puede fácilmente obstruir filtros y toberas. En particular la interfase entre agua y petróleo provee buenas condiciones de vida para los microorganismos y este ambiente puede también ser más corrosivo para las superficies sin protección.

4.3.1.4- Agua. Los petróleos combustibles contienen cierta cantidad de emulsificadores naturales los que pueden hacer que el contenido de agua se torne importante, la que debe ser retirada conjuntamente con el fango por los separadores centrífugos, porque producen combustión desbalanceada o descompensada y además las partículas de mugre que arrastran, principalmente herrumbre, produce desgaste en el motor.

4.3.1.5- Ceras. Las ceras son cadenas abiertas de hidrocarburos alifáticos con más de 31 átomos de carbono en la cadena y tienen una marcada influencia en la viscosidad. Tienden a solidificarse en forma separada debido a su punto de solidificación más alto, situación que debe tenerse muy presente en los doblefondos y en el comportamiento de los filtros.

4.3.1.6- Asfaltenos. Al igual que los fangos, los asfaltenos se producen principalmente por la inestabilidad de los combustibles. Como se ha dicho también debido a la tendencia a la baja en la calidad de los petróleos combustibles, la cantidad de asfaltenos presentes en ellos ira en aumento. De un promedio de un 1 a 2% ha crecido a 4% y en un futuro cercano alcanzará promedios de un 6 a 8%, y a un 10 a 20% en los petróleos obtenidos con técnica de VIS Breaking.

Los asfaltenos son partículas sólidas, insolubles en pentano caliente, y solubles en benceno pero combustibles y altamente aromáticas. Ellas están compuestas por una alta razón de carbón versus hidrogeno y suelen entrapar agua, cenizas e impurezas.

Dado que la solubilidad de los asfaltenos es altamente dependiente de la temperatura y del solvente, estos pueden obstruir por precipitación filtros, inyectores y bombas o bien decantarse en los estanques.

En la actualidad se piensa que no hay suficiente evidencia para sostener que este parámetro (la cantidad de asfaltenos presentes en el combustible), de una indicación mejor de la tendencia a la formación de depósitos en la combustión que el residuo carbonoso. Por ensayos efectuados se deduce que no hay una relación simple entre asfaltenos, aplicado en sentido general, y el comportamiento de la combustión.

Para tener una idea a continuación veremos los resultados típicos de un análisis en un asfalto residual.

Tabla 19.- Análisis típico de un Asfalteno residual.

Análisis	Valores típicos
Níquel	190 ppm
Vanadio	695 ppm
Azufre	10,4 (peso)
Nitrógeno + Oxígeno	2,25 (peso)
Carbono	79,6 (peso)
Hidrógeno	7,65 (Peso)
Razón de Carbono a Hidrogeno	10,4
Peso molecular promedio	3.800
Peso molecular > 10.000	33%
Peso molecular < 10.000	23%

4.3.1.7- Compatibilidad. Desde que los petróleos combustibles son mezclas de petróleos de las distintas etapas de los procesos de refinación (destilados, cracking catalítico, cracking térmico y VIS Breaking) y contienen aromaticidad o capacidad solvente diferente (especialmente cuando los petróleos provienen de distintos lugares de extracción), puede resultar que la capacidad solvente de la mezcla de estos petróleos sea muy baja permitiendo la creación y precipitación de sedimentos asfálticos (barros y fangos).

De acuerdo a las compañías petroleras estas características son tan conocidas y tomadas en cuenta que han sido prácticamente eliminadas por el agregado emulsionadores solubles en petróleo.

La incompatibilidad se hace presente más a menudo en mezclas de baja viscosidad, por consiguiente, MGO o MDO no deben agregarse a un petróleo sospechoso, ya que es muy seguro que se aumente la precipitación. La presencia de fango denso en los doblefondos, estanques de decantación y servicio pueden ser las primeras indicaciones de la entrega de un petróleo incompatible, lo que como anteriormente señalamos, esta relacionado con el bloqueo de filtros y purificadores.

4.3.1.8- Centrifugación. Debido al aumento en la densidad de los petróleos y a que la entrega de petróleo solo esta basada en la viscosidad, la que puede alcanzar hasta la máxima especificada, por ejemplo IFO 180, se hace necesario una cuidadosa operación de los separadores centrífugos para obtener los resultados requeridos. Para una buena operación de los separadores centrífugos es necesario conocer con exactitud la viscosidad y la gravedad específica del petróleo. Conociendo la viscosidad y gravedad específica se puede determinar la

temperatura óptima para el proceso de purificación y clarificación centrífuga del petróleo y además, se puede determinar el disco separador adecuado.

A parte del aumento en la densidad de los petróleos, tiene además una gran importancia, la presencia de finos procedentes del cracking catalítico, ya que los productos empleados para ello suelen estar basados en aluminio y silicio. Es decir, que si sale con los residuos parte del catalizador puede introducirse en el motor un polvo fuertemente abrasivo. No es anormal que esto suceda en pequeñas cantidades ya que aunque los polvos que originalmente se usan pueden llegar a tener tamaños del orden de 60μ , y por lo tanto no difíciles de apartar, durante el proceso se van haciendo menores y no se pueden eliminar si no es con una separadora centrífuga.

Estas separadoras o purificadoras centrífugas no se utilizan en las refinerías, pero como consecuencia de los finos y de otras partículas sólidas contaminantes, se convierten en una necesidad ineludible a bordo, ya que este material particulado produce desgaste en aros y camisas, y sobre todo, en las bombas de inyección e inyectores.

Es debido a esto que la función principal de las purificadoras centrífugas es la eliminación de las partículas abrasivas de cualquier tipo presentes en el combustible. Si se trata de óxido de hierro, presente en los estanques, arena u otras suciedades con tamaños relativamente grandes, esto puede hacerse con filtros. Pero como la mayor parte de los finos suelen tener tamaños entre $0,2$ y 30μ , es necesario emplear separadoras centrífugas y que estas funcionen correctamente.

De acuerdo al comportamiento del proceso de centrifugado, será necesario regular el flujo de combustible, el que debe ser lo más constante posible a través del separador. Por otra parte, la viscosidad es necesaria conocerla para determinar la temperatura más adecuada de los estanques de decantación y de servicio, las cuales están íntimamente ligadas al proceso de centrifugación del petróleo.

Hoy en día en las modernas instalaciones de centrifugado se considera la instalación de dos separadores centrífugas trabajando en serie, uno como purificador y el otro como clarificador, teniendo el parámetro temperatura totalmente controlada en forma automática en el estanque de decantación y en las centrífugas. Además, se opera a flujo constante con bombas separadas y regulables. Además se cuenta con un purificador de Diesel marino para la purificación de este combustible. Más adelante profundizaremos más en el tema de los purificadores.

4.3.2- Problemas antes y después de la combustión. Los problemas típicos son problemas de corrosión y retardo en la combustión. Entre estos problemas tenemos:

4.3.2.1. Corrosión por baja temperatura. Este fenómeno ocurre principalmente por la presencia de azufre en el petróleo. Durante la combustión el azufre se oxida formando SO_2 (Dióxido de Azufre), y este a su vez se oxida nuevamente formando SO_3 (Anhídrido Sulfúrico). Hay indicios de que este proceso es catalizado por los contaminantes del petróleo, en particular por el Vanadio y otros metales pesados presentes en el petróleo. El anhídrido sulfúrico reacciona con el agua o el vapor de agua para transformarse en ácido sulfúrico (H_2SO_4), el que es extremadamente corrosivo, ocasionando graves daños al acero y al hierro en presencia de calor y humedad. Los vapores del ácido sulfúrico son comparativamente benignos, por consiguiente, el punto de rocío (condensación) es de primera importancia. El punto de rocío depende del porcentaje de azufre y del exceso de aire encontrándose normalmente en el rango de temperatura de $130 - 160^\circ \text{C}$. Si se desea evitar totalmente este problema deben mantenerse los gases sobre 175°C , lo que es muy antieconómico.

Para disminuir los efectos de la corrosión por baja temperatura se puede añadir soluciones alcalinas o álcalis (compuestos de potasio generalmente) al aceite lubricante de los cilindros. La cantidad de sustancias de reacción básica que dicho aceite contiene se expresa por el "Total Base Number" (TBN), y debe, lógicamente, estar en relación con la cantidad de azufre que contiene el combustible. Si el TBN es demasiado bajo se pueden producir corrosiones en las camisas (corrosiones típicas con forma de trébol), aros y sus ranuras, pudiéndose incluso llegar a romper un aro. Si el TBN es demasiado alto, indicará que hay un exceso de sustancias básicas o álcalis, las que al no tener sustancias ácidas que neutralizar se convierten en agentes corrosivos por alcalinidad, y produce además cenizas innecesarias que dan lugar a desgaste.

Por consiguiente, debe conocerse con cierta aproximación el contenido de azufre del combustible y escoger de acuerdo con el, el TBN del aceite a emplear, el cual depende asimismo del tipo de motor y de las condiciones de funcionamiento. Así en los motores de dos tiempos, que no sean de barrido uniflujo ha de aumentarse el TBN debido a que todos los gases de escape han de pasar por la parte más fría de la camisa, y tampoco estará ésta muy caliente si en cualquier tipo de motor y por cualquier circunstancia las temperaturas son inferiores a lo normal; por ejemplo, por un exceso de refrigeración, por las condiciones ambientales, o por llevar un régimen bajo del motor. En esos casos puede convenir subir el TBN hasta 100. Pero esto depende de los demás aditivos y del tipo del aceite, habiendo fabricantes de aceites que consideran innecesario pasar de 80. En los motores uniflujo de 2T (dos tiempos), suele normalmente bastar un TBN de 70, y del orden de la mitad, en los motores de 4T (cuatro tiempos), con combustibles del orden del 3,5% de azufre.

En relación con las erosiones y desgastes que puedan producirse por emplear un TBN demasiado alto, si se trata, como es normal, de los motores propulsores y estos son de 2T, puede observarse a través de las lumbreras de barrido si el ensuciamiento por cenizas en el interior del motor (camisa, aros y pistón) aconseja reducir el TBN.

El hecho de que la corrosión a baja temperatura se haya podido reducir muy considerablemente, puede llevar a pensar que el contenido de azufre tiene una importancia secundaria. Pero dejamos en claro que esto no es así, y se ha demostrado mediante ensayos de laboratorio que con la presencia de azufre en el combustible aumenta el ensuciamiento de la cámara de combustión. Esto ocurre principalmente por dos motivos; primero porque el azufre suele ir acompañado con asfaltos duros, y porque el azufre aumenta las fuerzas de enlace en los depósitos de carboncillo formado.

4.3.2.2- Corrosión por alta temperatura. Los problemas de corrosión por alta temperatura se producen principalmente, debido al contenido natural de sodio y vanadio del petróleo. El sodio existe siempre en pequeñas o grandes cantidades en el petróleo, ya sea como un componente natural o como emulsión de agua de mar; una contaminación de 1% de agua de mar representa un aumento potencial de 100 ppm de sodio.

Junto con el azufre que siempre está presente, y el hierro, ya sea natural o como un producto de la corrosión, sulfatos de hierro-sodio pueden formarse, los que causan considerables daños en áreas en las que las temperaturas de los gases se encuentran dentro del rango de 590 a 650° C.

Sin embargo, los mayores problemas son causados por el vanadio. A este respecto es conveniente señalar que los petróleos de origen americano tienen un alto contenido de vanadio, 250 a 300 ppm; y en particular los petróleos provenientes de Venezuela que alcanzan valores de hasta 500 ppm. Durante la combustión el vanadio reacciona químicamente con el sodio, hierro y radicales, principalmente como pentóxido de vanadio.

El punto de fusión de estos compuestos depende fuertemente de la relación sodio-vanadio, y un parámetro importante de este proceso es la temperatura de plastificación, que no está bien definida pero que es generalmente más baja que la del punto de fusión y que corresponde al estado plástico pegajoso del hollín, anterior a la fusión y que le permite adherirse a las paredes de la cámara de combustión, a los asientos de las válvulas donde parte de este depósito puede fraccionarse permitiendo que los gases de la combustión pasen a través de los espacios que quedan y provoquen erosión en los asientos.

A continuación veremos un listado de los productos corrosivos y abrasivos más importantes resultantes de la combustión de petróleos combustibles pesados y sus puntos de fusión., en la tabla 20.

Tabla 20.- Principales productos corrosivos y abrasivos resultantes de la combustión de petróleos combustibles pesados.

Compuesto	Formula	Punto de Fusión °C
Pentóxido de Vanadio	V_2O_5	690
Metavanadato de Sodio	$Na_2O V_2O_5$	630
Pirovanadato de Sodio	$2Na_2O V_2O_5$	640
Ortovanadato de Sodio	$3Na_2O V_2O_5$	850
Vanadato de Sodio	$Na_2O V_2O_4 5V_2O_5$	625
Vanadato Pentosódico	$5Na_2O V_2O_4 11V_2O_5$	535
Metavanadato Férrico	$Fe_2O_3 V_2O_5$	860
Vanadato Férrico	$Fe_2O_3 2V_2O_5$	855
Sulfato de Sodio	Na_2SO_4	880

A parte del vanadio se encuentra a veces níquel en el crudo. Sus efectos son parecidos a los del vanadio pero es menos peligroso y más escaso en el petróleo. También es posible encontrar presencia de plomo en algunos combustibles, como consecuencia del aprovechamiento de aceites lubricantes usados en motores de gasolina, aunque en los procesos de hoy en día se ha erradicado totalmente el uso de plomo para cualquier tratamiento en el proceso de refinación del petróleo, por lo que encontrarnos con un petróleo con presencia de plomo es hoy día prácticamente imposible.

4.3.2.3- Retardo en la combustión. La temperatura del petróleo a la entrada de los inyectores juega un rol importante en la eficiencia de un motor y ella depende de la viscosidad. Es sabido que la función del inyector es introducir el combustible en el cilindro (cámara de combustión) en forma pulverizada para permitir una mezcla íntima con el oxígeno. Cuando el tamaño de las gotitas disminuye, la razón de su volumen a su área aumenta y la combustión se efectúa de manera más rápida. Si ellas son demasiado pequeñas la combustión se efectúa demasiado rápido conduciendo posiblemente al “cascabeleo” del motor, con una rápida caída en el rendimiento y una sobrecarga al término de la carrera.

Si por el contrario las gotas son muy grandes producirán un retardo en la combustión con una caída de la potencia.

Una variación de más o menos 10° C, de la temperatura correspondiente a la viscosidad, puede causar una reducción en la eficiencia térmica de 37% a 40%, lo que representa un 7,5% de aumento en los costos del petróleo.

4.4- Tratamientos y cuidados en el manejo de los combustibles.

4.4.1- Generalidades en el manejo de los combustibles a bordo. Como ya hemos dicho la calidad de los petróleos combustibles ha ido disminuyendo durante los últimos años y se espera que siga haciéndolo. Por tal motivo los fabricantes de motores marinos están modificando los diseños de sus futuras producciones para poder satisfacer los nuevos requerimientos en el uso de los combustibles navales.

Además de esto, los fabricantes de equipos de limpieza de petróleos (purificadores y clarificadores centrífugos), también están modificando sus diseños para optimizar sus equipos y mejorar el servicio. Los constructores navales a su vez están, con las experiencias obtenidas con estos combustibles están rediseñando los sistemas de manejo del petróleo en las nuevas naves que se están construyendo.

Sin embargo queda la duda de que es lo que se puede hacer en los buques existentes, que no cuentan con estas modificaciones y que tienen que trabajar con combustibles de baja calidad. Grandes modificaciones en cuanto a sus instalaciones no se pueden realizar, por lo que solo se pueden tomar precauciones y medidas generales que ayudaran a minimizar los inconvenientes de estos combustibles problemáticos.

A modo general se pueden tomar las siguientes medidas:

- 1.- Deben hacerse todos los esfuerzos posibles para evitar las mezclas de combustibles de diferentes orígenes y procesos de obtención, ya que pueden ser incompatibles.
- 2.- Los estanques de almacenamiento de combustible deben mantenerse, en lo posible, libres de agua dulce o salada. El sodio del agua salada en combinación con el vanadio del combustible producirá reacciones a altas temperaturas de operación, que provocará depósitos en las válvulas de descarga. El agua, en general, puede provocar emulsiones estables que podría obstaculizar la purificación del combustible.
- 3.- Se debe evitar el sobrecalentamiento del petróleo en los estanques de almacenamiento y estanques de servicio. Cuando se caliente el petróleo, se debe asegurar que la temperatura sea a lo menos 10° C inferior a la del punto de inflamación. Si por algún motivo no se conoce el punto de inflamación del petróleo, considere que el combustible tiene un punto de inflamación mínimo legal de 60° C. en este caso, no deberían exceder los 50° C. De acuerdo a lo exigido por las sociedades de clasificación el punto de inflamación del IFO debe ser $\geq 60^{\circ}$ C.
- 4.- El calentamiento y enfriamiento repetido del petróleo en los estanques de almacenamiento pueden producir la separación de sólidos parafínicos, por lo que esto debe evitarse.
- 5.- Los periodos de almacenamiento del combustible no deben exceder los 3 meses, ya que con periodos mayores de tiempo aumentan las posibilidades de estratificación del petróleo.

6.- Si se encuentra con petróleos problemáticos, recomendamos obtener y guardar muestras del combustible, y sobre todo no consumirlo en los motores. Con cada muestra se recomienda registrar la siguiente información:

- Fecha y puerto en que se recibió el combustible.
- Número del estanque de donde se tomo la muestra.
- Condición del estanque al momento de tomar combustible, es decir, separado, llenado parcial (con cantidades), enviar a tierra las muestras para análisis con historia completa del combustible y problemas encontrados.

4.4.1.1- Estanque de almacenamiento. El estanque de almacenamiento es aquel que forma parte de los denominados estanques de doble fondo, y en ellos se aloja la totalidad de los combustibles recibidos a bordo. Se debe mantener en todo momento una temperatura constante de 35° C, y por lo menos 10° C sobre la temperatura de escurrimiento. Tres días antes de transferir combustibles desde los estanques de almacenamiento hacia el estanque de decantación, se deberá aumentar la temperatura en los estanques de almacenamiento a por lo menos 40° C. Por lo general se acostumbra mantener en este caso todos los estanques doble fondo a 40° C de una manera constante ya que por lo general nunca se ocupa todo el combustible almacenado en un estanque de una sola vez, sino que por la estabilidad del buque se recomienda consumirlo desde estanques de ambas bandas a la vez.

La temperatura exacta de precalentamiento se fija de acuerdo con la viscosidad de bombeo y el punto de inflamación del petróleo, viscosidad que en la generalidad de los casos alcanza los 1000 cSt.

4.4.1.2- Estanque de decantación. La separación dentro de un estanque de decantación es un proceso lento, en la práctica, la velocidad a que se separan los componentes contaminantes del petróleo depende de la diferencia de densidades, del tamaño de las partículas o de la gota de agua, y la viscosidad del combustible.

La influencia de estos factores hace que la separación en el estanque de decantación pueda ser un proceso demasiado largo para ser factible. Por ejemplo, se puede demostrar experimentalmente que una gota de agua de tamaño promedio tomará aproximadamente 24 horas en caer una distancia de 1 metro en un petróleo IFO 180, de 180 cSt a una temperatura de 50° C.

Sin embargo y aun con estas limitaciones, los estanques de decantación son necesarios. Los propósitos principales del estanque de decantación son:

1.- Actuar como un estanque regulador y absorbedor de:

- a) Los rebalses del estanque de servicio.
- b) Rebalses de la cañería de retorno de flujo, que permite mantener un flujo constante a través del purificador, cuando este se encuentra en servicio.
- c) La cañería de retorno con válvula de cono de tres vías (la más comúnmente usada) que permite cortar el flujo del petróleo al separador centrífugo durante la partida, parada o durante una falla. Esta misma válvula regula el flujo o caudal de alimentación de combustible hacia el purificador.

2.- Teóricamente, el estanque de decantación debe mantenerse a una temperatura estable antes del precalentamiento necesario para el purificador. Esto tiene por objeto lograr una tolerancia de más o menos 2° C aceptados para la temperatura de separación, con el objeto de asegurar la estabilidad de la interfase petróleo/agua en una posición óptima para una mayor eficiencia de separación. En la práctica, una temperatura estable dentro del estanque de decantación se encuentra afectada por los siguientes factores:

- a) Características de vaciado y llenado, es decir, frecuencia, cantidad y temperatura a las cuales debe ser transferido el combustible desde el estanque de almacenamiento hacia el estanque de decantación. Los trasvasijos de petróleo desde los estanques de almacenamiento hacia el estanque de decantación, hace bajar la temperatura de este último, afectando la temperatura de separación del purificador. Para corregir esto, previo al purificador, el combustible pasa por un precalentador, el cual aumenta su temperatura hasta la temperatura óptima de separación.
- b) Tiempo de reacción térmica de los serpentines de calefacción controlados termostáticamente y normalmente fijados en 60° C en el estanque de decantación.
- c) Temperatura y cantidad de combustible de rebalse desde el estanque de servicio.
- d) Temperatura y cantidad de combustible desviado por la cañería de exceso de flujo o caudal al purificador a través de la válvula de cono de tres vías.

3.- Con capacidad suficiente (dependiendo del consumo del motor y del buque pueden ser necesarios dos estanques de decantación), se deja el tiempo suficiente para decantar y detectar los excesos de agua contaminante. Un purgado o drenado regular del estanque de decantación hacia el estanque de fangos detectará cualquier nivel anormal de agua, la que deberá ser inmediatamente identificada y corregida. Se deben programar purgas o drenajes durante los servicios de guardia en navegación y en puerto.

4.4.1.3- Filtros. Como principio general, los filtros no deberán ser más finos que lo absolutamente necesario para proteger los componentes particulares del sistema de combustibles. La filtración de partículas gruesas se emplea en las primeras etapas del sistema de pre-tratamiento del combustible. Por ejemplo, se usan filtros duplex con elementos tipo canastillo, que antes de la bomba de transferencia, en la cañería de succión del estanque de decantación a los purificadores. Se coloca un filtro tipo canastillo simple, pequeño, antes de la bomba de alimentación en cada separador centrifugo. Los intersticios de la malla que compone el filtro tipo canastillo son medidos en micras y no es perceptible al ojo humano ($1\mu = 0,001$ mm.).

Estos filtros se diseñan sólo para prevenir el daño a las partes móviles del equipo y como tales no modifican el combustible.

En las últimas etapas del sistema de tratamiento del combustible (o después que el combustible deja el estanque de servicio), la filtración es mucho más fina para dar un grado suficiente de protección al equipo de inyección. Estos tipos de filtros se confeccionan para extraer partículas pequeñas que puedan haber quedado en el combustible. Se confeccionan para detener partículas que al ser retenidas por este filtro de capacidad limitada lo tapen, actuando así como dispositivo de seguridad contra alguna deficiencia de las centrifugas. Estos filtros reciben el nombre de filtro de seguridad o mas comúnmente como filtro acusete.

Desafortunadamente, los sedimentos pueden presentar problemas graves de bloqueo, en la filtración fina, si éstos no han sido extraídos mediante la decantación o los purificadores.

Los combustibles con punto de escurrimiento alto pueden, a una menor temperatura, precipitar cera que bloquea los filtros de succión de la bomba de trasvasije.

Para poder diferenciar si el problema es originado por sedimentos o ceras podemos efectuar la siguiente prueba: Se hace flotar una pequeña muestra de los depósitos bloqueantes en un recipiente con agua caliente a 70° C o 80° C, la cera se derretirá en la superficie del agua, mientras que el sedimento no. Si el bloqueo se debiera a la presencia de ceras, será necesario elevar la temperatura del estanque de servicio, observando las precauciones de seguridad concernientes al punto de inflamación del combustible.

4.4.1.4- Calentadores y serpentines de calefacción del combustible.

Estos equipos se instalan con el objetivo de aumentar la temperatura del combustible de acuerdo a los requerimientos de uso y a los requerimientos de mantención del combustible. De esta manera se instalan serpentines que mantienen el combustible almacenado en los estanques de doble fondo, a una temperatura adecuada para evitar que se deteriore (por lo general entre 35 y 50° C), y se instalan calentadores en el circuito de purificado de combustible, a la salida del estanque de decantación y antes de entrar al separador. También se instala un precalentador de combustible antes de la entrada del combustible al motor principal, el cual aumenta su

temperatura hasta la temperatura óptima de inyección (115 a 120° C en un combustible IFO 180). Se puede aprovechar este mismo precalentador o utilizar uno independiente en el caso de que los motores generadores consuman el mismo combustible que el motor principal, u otro combustible residual que requiera un aumento en la temperatura previo a su ingreso a ellos.

Los calentadores y precalentadores de combustible, aprovechan el vapor generado por la caldera auxiliar (de gases en navegación, y de puerto en la estadía en puerto). La transferencia de calor se logra por contacto directo del combustible con los tubos y cañerías de estos equipos, produciéndose transferencia de calor mediante conducción y convección.

En el empleo de estos equipos de calentamiento del tipo calentador, existen dos problemas que se pueden producir. El primero es el sobrecalentamiento del petróleo que produce depósitos carbonosos que se depositan sobre las superficies de transferencia de calor. Estos depósitos tienden a obstruir el flujo y son generalmente muy difíciles de extraer. Este sobrecalentamiento se produce generalmente por falta de flujo de combustible, falta de control de temperatura, o falta de equilibrio con el sistema total. Los primeros dos puntos son de naturaleza operacional y el último es de diseño inadecuado.

Si se instalan calentadores y precalentadores eléctricos y estos no son los adecuados para el sistema, podrían producir depósitos.

Por ejemplo, si un combustible demasiado frío entra a un calentador pequeño producirá una contrapresión y la falta de flujo hará que una película de petróleo permanezca demasiado tiempo en contacto con las superficies de transferencia de calor la que eventualmente se sobrecalentará y craqueará precipitando depósitos. Estos hacen que la transferencia de calor sea ineficiente y pueden producir el bloqueo de los filtros. Este bloqueo se puede agravar seriamente al emplear combustibles térmicamente inestables o mezclas incompatibles.

A continuación en la figura 35 veremos el circuito de vapor de un buque granelero.

4.4.1.5- Separadores de combustible. La temperatura de salida de petróleo desde los calentadores al separador centrífugo es crítica, pues influye en la mantención del sello de agua y en la optimización de la eficiencia de separación. Para combustibles con una viscosidad de 180 cSt o más debe mantenerse a 98° C, mas un delta de temperatura de más/menos 2° C. Es necesario el calentamiento a esta temperatura para:

1. Mantener el diferencial de gravedad específica máxima posible entre el petróleo y el agua. Este se produce, dependiendo del tipo de petróleo, entre los 80 y 90° C, y estimula la separación petróleo/agua.
2. Las temperaturas cercanas a los 98° C, más/menos 2° C, reducen la viscosidad del petróleo permitiendo así un movimiento más fácil de las partículas sólidas y gotas de agua, lo que aumenta la eficiencia de limpieza o separación de la maquina. Estos valores vienen dados en tablas que son suministradas por el fabricante del separador.

Los separadores centrífugos requieren una viscosidad máxima nominal de 30 a 40 cSt para asegurar una adecuada purificación. La temperatura máxima posible de 98° C, más/menos 2° C está limitada solo por el uso del sello de agua del purificador y su punto de ebullición. Esta limitación no rige para los clarificadores, ya que estos operan sin sello de agua.

Una excesiva sedimentación en los separadores, puede ser un indicio de un combustible incompatible.

A modo de precaución, al emplear separadores de petróleos pesados, para purificar el petróleo diesel, hay que asegurarse que la temperatura de salida del diesel, desde el calentador, no alcance el punto de inflamación del diesel. También hay que tener en cuenta el cambio del disco de gravedad; según calculo o grafico de G.E. v/s T° de separación determinaremos el diámetro del agujero del disco que ocuparemos.

Mas adelante profundizaremos más el tema de los purificadores de combustible.

4.4.1.6- Estanque de servicio. Es aquel estanque que recibe el petróleo purificado desde los separadores centrífugos y su misión principal es alimentar de combustible al motor principal. Para ello un estanque de servicio, debe tener un tamaño adecuado y debe proporcionar una reserva de combustible limpio destinado a asegurar una operación del motor principal, aún en el caso de experimentar falla en la planta de tratamiento de combustible. Por lo tanto, es conveniente mantener el estanque de servicio lo más lleno posible.

El nivel del estanque de servicio debe ser controlado y mantenido por un rebalse directo hacia el estanque de decantación, y con un porcentaje de flujo a través de los purificadores que exceda el del consumo del motor principal. El sistema está generalmente dispuesto de manera que la cañería de succión del rebalse salga desde el fondo del estanque de

servicio y en consecuencia el agua y el sedimento que se deposita en el fondo sean continuamente extraídos y recirculados vía el estanque de decantación y los purificadores. Otra ventaja de este sistema es que el flujo continuo ayuda a impedir cualquier tendencia a la estratificación que pueda producirse durante períodos en puerto, cuando no opera el motor principal.

Además, como existe la posibilidad de acumulación de agua en el estanque de servicio, debido a condensaciones, filtraciones en los serpentines de calefacción, etc., éste deberá ser drenado hacia un estanque de fangos o de drenaje a lo menos cada cuarto de guardia. De esta manera se protegerá también al estanque de sedimentación. Estas acciones deben establecerse como rutinas en las guardias de puerto y de mar.

Si se tienen indicios de sedimento, es recomendable realizar limpiezas periódicas al interior del estanque. Si se encuentran depósitos pesados, se deberá observar el funcionamiento de los purificadores. Esta acción de limpieza conviene realizarla en las estadías en puerto y también se puede realizar en los trabajos de dique.

4.4.1.7- Calentamiento de pre-inyección. El calentamiento de pre-inyección se refiere al aumento de temperatura que se debe añadir al combustible previo a su ingreso al motor Diesel, de acuerdo a las exigencias del fabricante del motor. Para lograr esto se instala un precalentador de combustible (como se vio previamente en la sección de calentadores y precalentadores), el cual mediante transferencia de calor aumenta la temperatura del combustible hasta la temperatura deseada.

En la temperatura de pre-inyección, el control de la viscosidad deberá tener una muy alta prioridad. Esta deberá estar fijada según recomendación del fabricante del motor.

La temperatura necesaria para la viscosidad de inyección puede calcularse con un cuadro de temperatura v/s viscosidad.

Si la viscosidad del combustible, antes de la inyección, es demasiado alta, se producirá una mala atomización y consecuentemente una combustión retardada e incompleta. Esto producirá la acumulación de depósitos de carbono en las ranuras del pistón con un alto riesgo para los anillos del pistón lo que puede producir su pegadura o quiebre, desgaste anormal de las camisas, altas temperaturas en la descarga de gases y pérdida de eficiencia del motor.

Si la viscosidad es demasiado baja, debido a la reducción de la lubricación, se puede producir el atascamiento de los émbolos de la bomba de inyección de combustible junto con una posible preinflamación del combustible al interior del cilindro.

4.4.1.8- Recirculación de combustible. En las naves mayores los motores propulsores, en la generalidad de los casos, están diseñados para consumir petróleo IFO y DO, en las siguientes modalidades.

- 1.- En maniobras (con variaciones permanentes de velocidad), utilizan combustible Diesel, como por ejemplo en las maniobras de ingreso y salida de puertos.
- 2.- En navegación en altamar a plena velocidad en forma constante utilizan combustible IFO, para lo cual se debe hacer circular el combustible y precalentarlo aproximadamente una hora antes de consumirlo en el motor para aproximarle a la viscosidad de inyección.

Sin embargo existen otros diseños del sistema de combustible para motores aunque el uso de IFO es constante, es decir, en maniobras y alta mar para lo cual el precalentamiento debe funcionar en forma permanente.

4.4.2- Operación de los separadores centrífugos. Los purificadores o separadores centrífugos, son una parte vital en el funcionamiento de una planta propulsora naval. Debido a la baja en la calidad de los combustibles, se ha hecho indispensable contar con estas instalaciones a bordo.

La eficiencia en la operación de los purificadores adquiere entonces un mayor significado a medida que la calidad del combustible disminuye. Los combustibles de calidad cuestionable, si se diagnostican y tratan adecuadamente en los purificadores, reducirán los posibles problemas del motor principal.

Los separadores centrífugos consisten esencialmente en un paquete de discos tronco-cónicos montados coaxialmente en un eje vertical hueco, con el que giran a alta velocidad. El combustible sucio, que entra por la parte alta del eje y se reparte entre los discos, que están separados entre sí pocos milímetros, y es sometido a la aceleración centrífuga originada por la rotación del bowl. Como las fuerzas máxicas que con ello se producen son, por unidad de volumen, proporcionales a la densidad, los componentes más pesados tienden a acumularse en la periferia y los más ligeros hacia el centro de los discos. Por lo que, si se dispone una salida cerca del eje podrá obtenerse por ella el combustible purificado. El agua y partículas pueden quedar en la periferia del bowl, y ser descargados de vez en cuando, por el purificador hacia estanques de fango (suldge tank), o bien que vayan saliendo en forma continua por otro conducto hacia el estanque de fango.

En las figuras 36 y 37 (Página 135), podemos ver las principales partes constituyentes de un separador centrífugo, y las principales partes del rotor. Posteriormente en las figuras 38 y 39 (Página 136), veremos un separador de IFO y un juego de discos del separador.

El principio de funcionamiento de los purificadores, es el aprovechamiento de la fuerza centrífuga y la diferencia de densidades entre el petróleo y las partículas contaminantes, con el objetivo de separar los líquidos de las partículas.

Un purificador tiene forma de recipiente cerrado y en su interior un rotor gira a gran velocidad (normalmente entre 5.000 y 9.000 rpm) aumentando la fuerza centrífuga y reemplazando a la gravedad. La sedimentación y la separación son continuas y muy rápidas. Cuando las partículas líquidas y sólidas presentes en el petróleo se someten a la fuerza centrífuga en el rotor de un purificador, solamente toma unos segundos para lograr lo que tarda muchas horas en el estanque de decantación.

Si por mal funcionamiento del purificador o los purificadores, los filtros se obstruyen o los inyectores trabajan mal es necesario corregir el funcionamiento de los purificadores. Para corregir estas fallas es necesario consultar el manual de funcionamiento del purificador y el manual de funcionamiento del fabricante del motor.

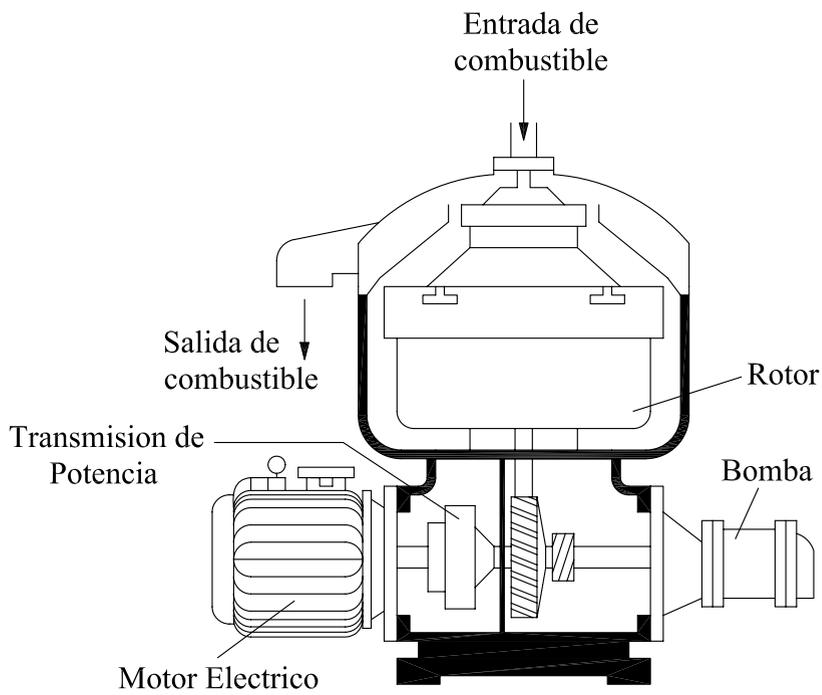


Figura 36.- Partes principales de un separador centrífugo

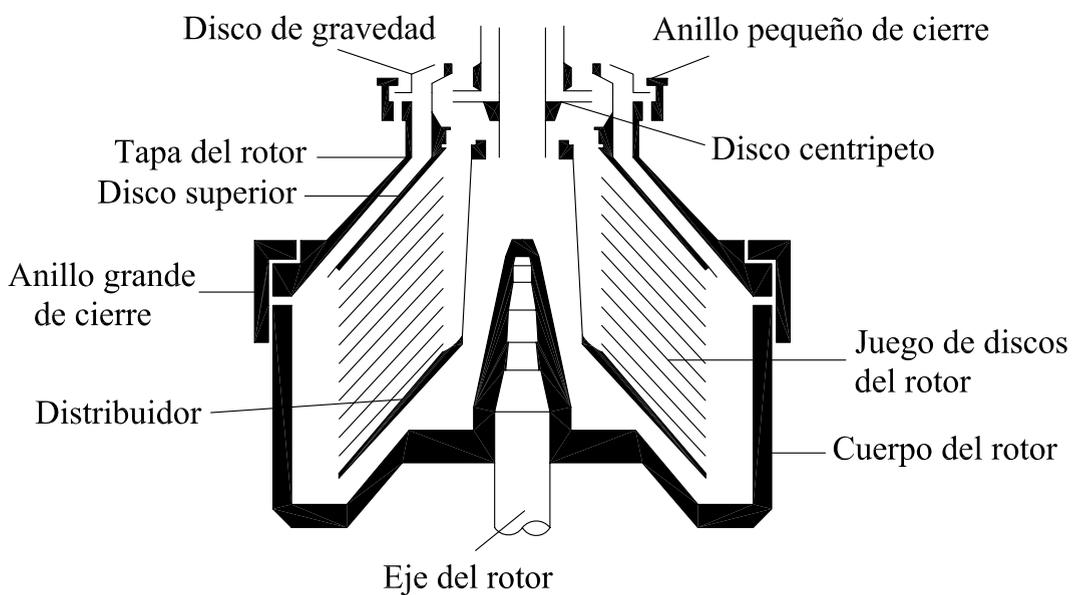


Figura 37.- Partes principales del rotor del separador



Figura 38.- Separador centrifugo de IFO.



Figura 39.- Juego de discos de un separador centrifugo.

A continuación veremos la figura 40 en la cual se mostrará un circuito de purificación de F.O. y D.O. Posteriormente antes de continuar se aclararán ciertos términos en el trabajo de los separadores centrífugos de combustible.

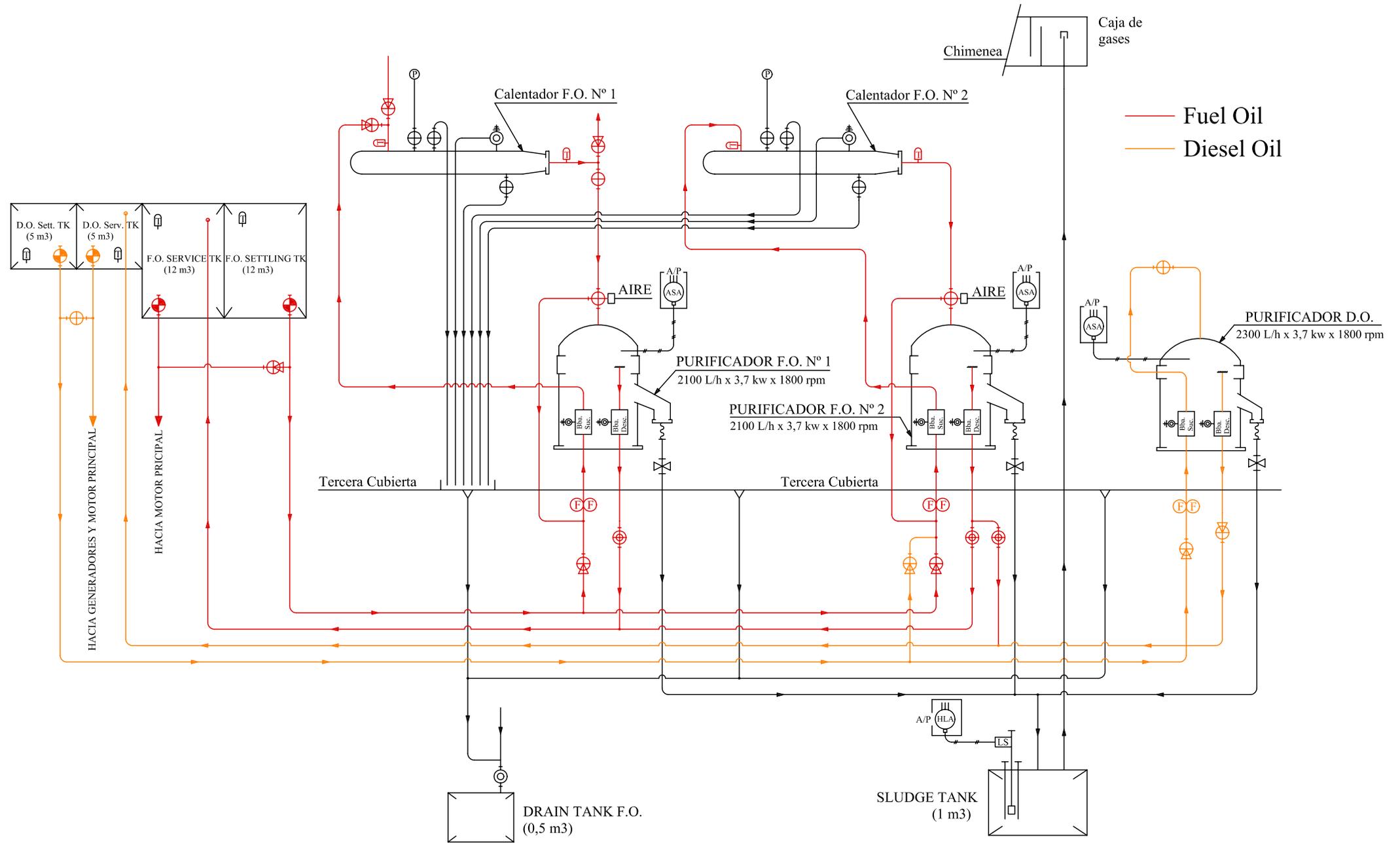


Figura 40.- Circuito de purificado de Fuel Oil y Diesel Oil

- **Purificador.** Equipo mecánico destinado a separar líquidos de diferentes gravedades específicas (o densidades específicas) junto con sólidos suspendidos en ellos.
- **Separación.** Proceso en el cual sólidos y líquidos insolubles, que poseen diferentes densidades, tienden a separarse.
- **Purificación.** Es el proceso de separación centrífugo de dos líquidos de distintas gravedades específicas (agua y petróleo). Junto con uno de los líquidos (el agua) se eliminan sólidos contenidos en estos líquidos, cuya densidad es mayor que la del combustible.
- **Clarificación.** Es el proceso de separación entre sólidos y líquidos (Sedimentos y combustibles). En el, los sólidos (y el agua que quedan de la operación de purificación) se eliminan desde la periferia de la caja del clarificador (estas centrifugas no usan sello de agua).

Un equipo separador puede trabajar como clarificador o como separador de combustible.

4.4.2.1- Operación del separador como purificador. Cuando trabaja como purificador de combustible, se produce una separación de líquido/líquido/sólidos, con la finalidad de separar dos fases líquidas, entremezcladas y mutuamente insolubles, de distintas densidades (agua y petróleo). Se pueden extraer al mismo tiempo las partículas sólidas que tengan una densidad superior a la de los líquidos.

El combustible es bombeado, por lo general desde un estanque de decantación, a una temperatura de unos 70 a 80° C. Luego de pasar por el separador, el combustible purificado es enviado hacia el estanque de servicio, y el agua y los sedimentos son enviados hacia un estanque de fangos (Sludge tank).

En el proceso de purificación el agua y los sólidos son desplazados hacia la periferia del bowl, impulsados por la fuerza centrífuga que le imprime el separador y por la diferencia de densidades con respecto al combustible, mientras que este último se desplaza hacia el centro del bowl.

Un punto muy importante dentro del proceso de separación es la mantención del “cierre hidráulico”, o “sello hidráulico” dentro del procedimiento. A fin de impedir que el combustible se vaya hacia la periferia del bowl, y escape al exterior junto con agua y sedimentos, se debe llenar el rotor con agua antes de comenzar a purificar el combustible. Así al comenzar a girar el rotor, el agua se ira hacia la periferia y el combustible se mantendrá en el centro del bowl, existiendo entre el agua y el combustible un limite conocido como “cierre hidráulico”, cuya posición se puede ajustar variando el diámetro de salida del agua, o lo que es igual, cambiando el

disco de gravedad del purificador. La elección del disco de gravedad que es el que mantiene el sello hidráulico, depende de algunas propiedades del combustible como la viscosidad y la temperatura, así como del caudal. A continuación se mostrará la figura 41, en la cual se muestra una figura esquemática de la mantención del sello hidráulico.

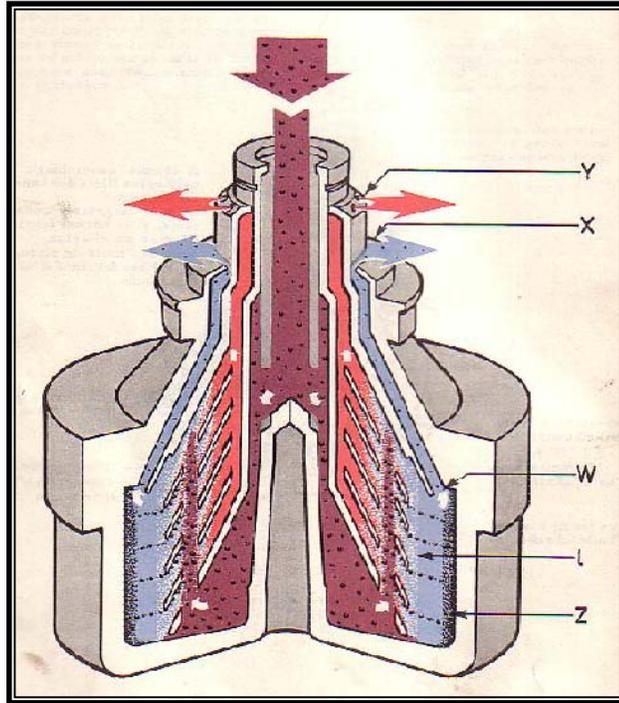


Figura 41.- Mantención del sello hidráulico al interior del Purificador.

En la figura 41, la letra Y representa la salida de combustible purificado, la letra X es la salida del agua y sedimentos separados, W es el disco de gravedad, L es el juego de discos y la letra Z representa a las partículas sólidas separadas.

Para hallar el disco de gravedad adecuado los fabricantes adjuntan con cada equipo una serie de gráficos los cuales nos permiten elegir el disco de gravedad adecuado. A estos gráficos se puede ingresar por lo general, teniendo la temperatura y la densidad del petróleo a tratar. La temperatura y la densidad son en este caso los dos factores más preponderantes en la separación de un combustible. Es así que para un combustible con una determinada densidad (o peso específico), se tiene por recomendación del fabricante, una determinada temperatura de separación óptima para el combustible, la cual viene tabulada para facilitar el trabajo del operador.

A continuación se verá la figura 42 en la cual se ve la temperatura de separación de acuerdo a la densidad, y se ve un ejemplo de diámetro del disco de separación que se debería ocupar para esa temperatura, correspondiente a un separador marca Alfa Laval Separator Type MAPX 2079.

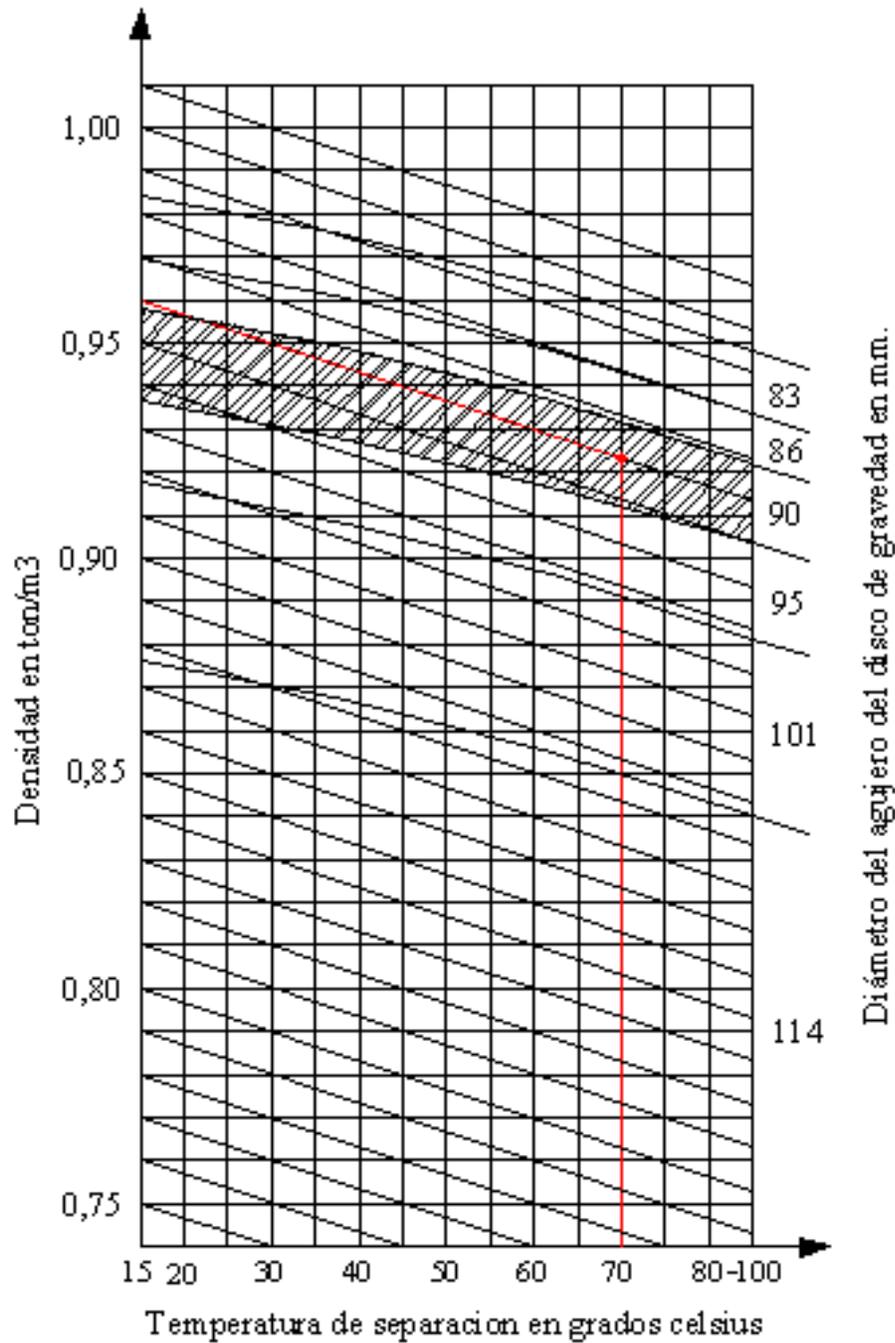


Figura 42.- Gráfico de temperatura de separación v/s densidad

En la figura 42, se ingresa al gráfico con la densidad del combustible que en este caso es de $0,96 \text{ ton/m}^3$, con una temperatura indicada de separación de 70 grados Celsius. La zona achurada representa el área de elección del diámetro del agujero del disco de gravedad, en este caso 90 mm.

A continuación se mostrará otro ejemplo. En este ejemplo ilustrado en la figura 43 tenemos un petróleo de densidad $0,91 \text{ ton/m}^3$, con una temperatura de 75°C . Según el gráfico de la figura 43, correspondiente a una separadora marca MAB modelo 102, el disco de gravedad que se debería usar en ese caso es uno con un diámetro de orificio de 48 mm.

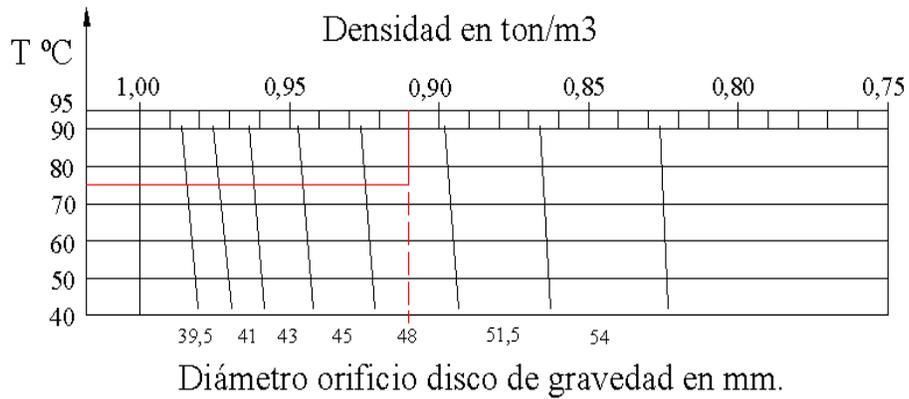


Figura 43.- Gráfico de elección de disco de gravedad

4.4.2.2- Operación del separador como clarificador. El proceso de clarificación se diferencia del proceso de purificación en que en el proceso de clarificación se produce una separación de líquido/sólidos, a diferencia del de purificación que separa líquido/líquido/sólidos. Para lograr esta diferencia se cambia el montaje del rotor del separador, donde el disco de gravedad tiene el menor diámetro efectivo de orificio, y el anillo de nivel posee el mayor diámetro efectivo de orificio.

Por lo general el proceso de clarificación se aplica a combustibles que han sido previamente purificados, con lo que se logra un mayor rendimiento en el purificado del combustible. El separador funcionando como clarificador no posee sello de agua, por lo que su velocidad circular es mayor y se obtiene una mejor eliminación de las partículas sólidas contenidas en el petróleo. En la sección de métodos de separación se profundizará más acerca de del proceso de clarificación. A continuación se verá la figura 44 en la cual se puede ver un dibujo esquemático del proceso de clarificación.

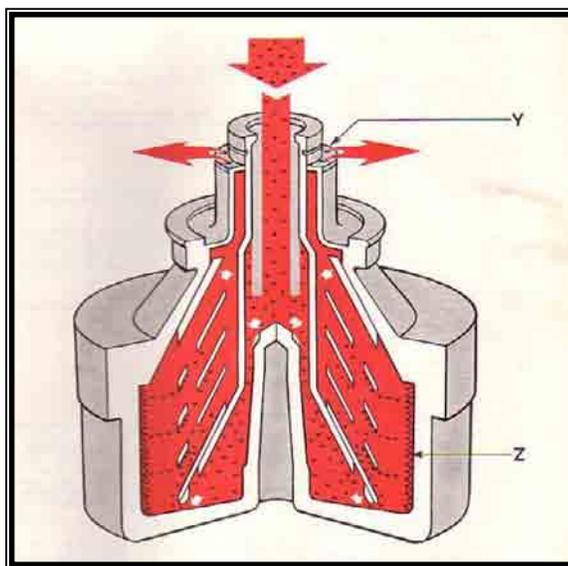


Figura 44.- Proceso de clarificación.

En la figura 44, la letra Y representa la salida del combustible clarificado, y la letra Z representa a las partículas sólidas separadas.

Las propiedades de los combustibles que intervienen en la operación de los separadores centrífugos son las siguientes:

- Gravedad.
- Viscosidad.
- Incompatibilidad.
- Estratificación.
- Finos catalíticos.
- Cenizas insolubles (arena, polvo, finos).
- Sedimentos.
- Agua.
- Contaminantes por transporte (arena, incrustaciones, etc.)
- Sodio (agua salada).

Las siguientes propiedades del combustible no se consideran directamente relacionadas con la operación de los purificadores centrífugos.

- Vanadio.
- Contenido de carbón conradson.
- Punto de escurrimiento.
- Azufre.
- Numero de Cetano.
- Punto de inflamación.

Tomando en consideración las propiedades mencionadas, el rendimiento de los purificadores recae directamente en el operario de la maquinaria, es decir, el ingeniero a cargo.

El ingeniero tiene una gran responsabilidad en la calidad de los petróleos que se inyecta al motor principal. Muchas de estas acciones, o falta de acciones, afectarán el resultado del purificado final.

Los siguientes son los principios básicos de la operación y rendimiento de los purificadores que deben considerarse y tener en cuenta en todo momento:

1. Elegir el modo correcto de operación, es decir, en serie (si se dispone de equipo), simple, o en paralelo.
2. Elegir el disco de gravedad correcto de acuerdo a la gravedad específica, viscosidad y rendimiento. Generalmente, se considera correcto el disco de gravedad de diámetro interior más grande que no produzca una rotura del sello de agua.
3. Mantener un flujo constante en la entrada de petróleo a los purificadores.
4. Mantener una temperatura del purificador constante, de acuerdo a la calidad y viscosidad del combustible. La temperatura de operación en la purificación no debe exceder de los 98° C. La temperatura de 100° C y más puede resultar en una ebullición del agua en la caja del calentador y del purificador.
5. Mantener una posición de interfase correcta (posición del sello de agua). Una disminución de la gravedad específica, viscosidad o porcentaje de flujo o un aumento de la temperatura pueden alterar esta posición del sello de agua, resultando en una purificación deficiente. Un aumento de la gravedad específica o del porcentaje de flujo o una disminución de la temperatura moverá la interfase hacia la periferia de la caja que puede resultar en la rotura del sello de agua.
6. Alterar los ciclos de eliminación de los contaminantes dependiendo del contenido de sedimentos del combustible. Para lograr esto se pueden programar descargas de fango o sedimentos con intervalos de 30 minutos con un tiempo de soplado de 10 segundos. Esto se determina con respecto al grado de ensuciamiento del bowl del purificador. Algunos equipos purificadores traen consigo 2 opciones de descarga de fangos: 1.- Por un transductor del contenido de agua (sensor ubicado en la línea de descarga del combustible tratado o limpio); 2.- Según tiempo programado a través de un temporizador, por ejemplo cada 30 minutos, pudiendo programar también el tiempo de duración de la descarga.

4.4.3- Métodos de separación. Los métodos de separación más utilizados son los de operación en serie y de operación en paralelo, cuyas ventajas y desventajas pasaremos a ver a continuación.

4.4.3.1- Operación de separación en serie. La purificación en serie, cuando es bien efectuada, permite la obtención de combustibles más limpios, los sedimentos que no fueron removidos por el purificador serán eliminados por el clarificador.

Se recomienda la purificación en serie debido a que el clarificador tiene una eficiencia de separación óptima. Todo el diámetro de su caja o bowl (sin sello de agua) da como resultado una velocidad circular alta y consecuentemente una fuerza centrífuga grande que elimina la gran mayoría de los sólidos contenidos en el petróleo. Como recomendación general el

contenido de sedimentos eliminados por el clarificador no debe ser mayor al 25 % de los eliminados por el purificador. Si esto no ocurriera, se deberá cambiar el disco de gravedad del purificador por uno más grande. En la purificación en serie la primera máquina, la que opera como purificador, puede eliminar entre un 75 y 90% de las partículas (según su tamaño), y en la clarificadora se puede eliminar el resto de las partículas.

Cuando se opera en serie, la recomendación de usar temperaturas de 98° C es válida solo para el purificador y no es necesaria en el clarificador. El clarificador se diseña para remover los sólidos y por lo tanto, opera sin un sello de agua.

Debido a la operación sin sello de agua, las temperaturas sobre los 100° C no producirán ebullición con pérdida del sello. Es también menos sensible a las variaciones de rendimiento, gravedad específica y viscosidad.

En resumen la operación en serie es recomendada siempre y cuando las unidades se operen satisfactoriamente con ciclos razonables de eliminación de sedimento. A continuación se mostrará un esquema de separación en serie en la figura 45.

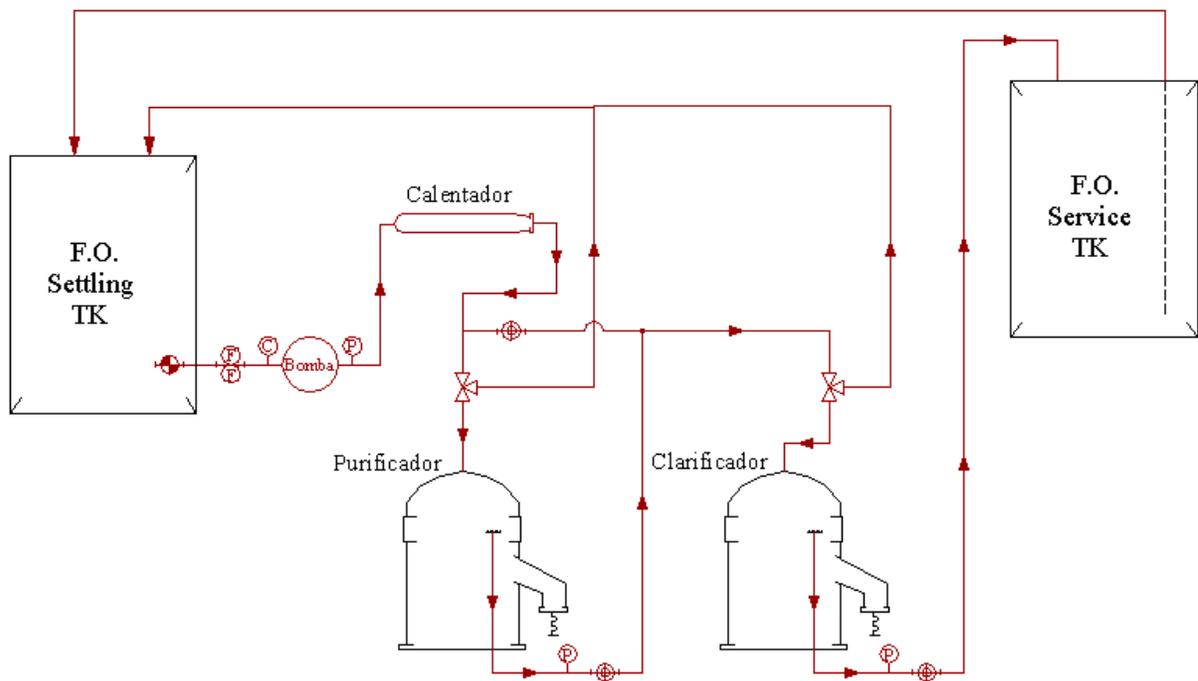


Figura 45.- Esquema de separación en Serie

4.4.3.2- Operación de separación en paralelo. Esta operación es recomendable utilizarla cuando los problemas de sedimentación excesiva sean evidentes. Los problemas de sedimentación excesiva pueden manifestarse enana de las siguientes maneras:

1. Inhabilidad para mantener el sello de agua.
2. Sobrecarga del purificador.
3. Descarga excesiva del purificador.

En la operación en paralelo de 2 o más purificadores, es posible una reducción de su caudal nominal, permitiendo un aumento del tiempo de separación.

Otras ventajas de la operación paralela incluyen la reducción del volumen total de partículas como también el tamaño mínimo de la partícula, en el combustible.

Las desventajas, en cuanto a las técnicas de operación, son las siguientes;

1. Determinación de la gravedad específica.
2. Elección del disco de gravedad correcto.
3. Determinación de la viscosidad y temperatura de separación.
4. Mantener una temperatura constante.
5. Mantener constante un porcentaje de flujo de la capacidad de tratamiento nominal de los separadores centrífugos.
6. Fijar un rendimiento mínimo del porcentaje de capacidad nominal, es decir, 50% de consumo con operación de 2 purificadores y 33% de consumo con operación de 3 purificadores.

La operación en paralelo es particularmente adecuada para el tratamiento de combustible contaminado con grandes cantidades de agua, es decir, contenidos de agua sobre el 10%. El purificador puede eliminar cualquier % de agua, siempre que se seleccione el disco de gravedad adecuado, se mantengan constante la gravedad, viscosidad, porcentaje de flujo, temperatura y la contrapresión en la salida del purificador.

La operación paralela se debe utilizar siempre que existan problemas de sedimentación. Se puede esperar sedimentación en combustibles que se sospechan incompatibles, combustibles con alto contenido de agua o cuando ambas cosas se combinan con un combustible de gravedad específica extremadamente alta. Por ejemplo, combustibles de gravedad específica de $0,995 \text{ ton/m}^3$, a 15° C .

Los mejores resultados se obtienen al hacer trabajar las dos maquinas en paralelo y a un 50% de la capacidad como purificadores.

Una mala operación en paralelo, producirá una mala combustión, desgaste y fallas en las bombas e inyectores de combustible y en las camisas de cilindros. A continuación se verá un figura esquemática de la separación en paralelo.

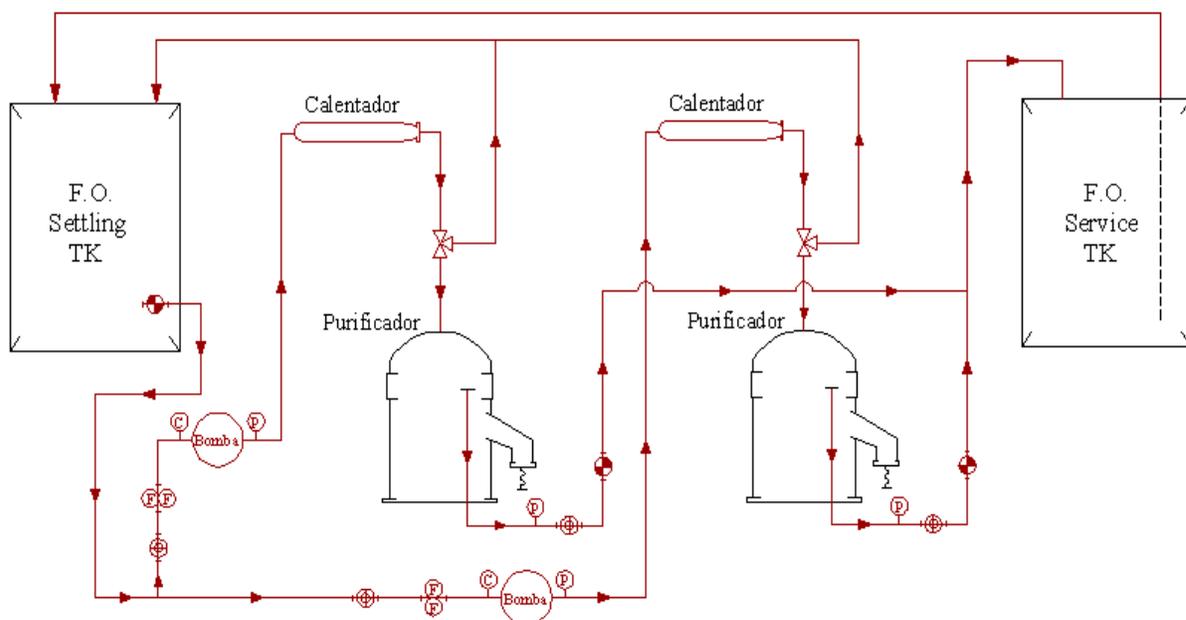


Figura 46.- Esquema de separacion en Paralelo

4.5- Ensayos realizados a bordo y en laboratorios para determinar la calidad de los petróleos combustibles.

4.5.1- Ensayos a bordo. El ambiente a bordo no es el más óptimo para realizar ensayos en el. Pero conviene hacer algunos, que, por lo demás, son muy sencillos, sobre todo si se tiene alguna duda acerca del combustible que se esta consumiendo.

Lo primero que se debe hacer es tomar una muestra del combustible a ensayar. Para ello si ya se esta en faena de recepción de combustible, es aconsejable tomar la muestra a la entrada y no antes de que haya pasado un rato suficiente para que haya barrido todos los restos que combustible que pudiesen quedar en el circuito de anteriores faenas de recepción, como se vio en el apartado 3.4.

Se deben tomar varias muestras, separadas por intervalos suficientemente largos, para que la mezcla que de ellas se haga sea una muestra realmente representativa, ya que es difícil que el combustible sea totalmente homogéneo.

Lo primero que se debe determinar a bordo es la viscosidad del combustible y su densidad, que son condicionantes del precio y muy importante en la utilización y consumo del

combustible a bordo. La viscosidad se obtiene fácilmente con un viscosímetro, y la densidad suele medirse mediante un hidrómetro que también es un instrumento sencillo de utilizar.

Tampoco es complicado hallar el punto de goteo, que se determina calentando primero el combustible (50° C aproximadamente), y luego enfriándolo dentro de un recipiente, que se va volcando, hasta observar que el combustible ha perdido su fluidez original y no se mueve. Luego se calienta lentamente, hasta que vuelva a gotear. La temperatura media entre aquella que perdió la fluidez y la que tenía cuando empezó a recuperarla sería, es la temperatura de goteo.

La estabilidad del combustible se puede estimar diluyéndolo en un agente neutro, que no disuelve ni precipita asfaltenos. Se calienta a 60° C y se echa sobre un papel cromatográfico. La forma en que se extiende la mancha y la concentración de productos carbonosos en el centro son, al menos, una indicación de los asfaltenos presentes en el combustible y de la estabilidad de este. El mismo ensayo puede servir para juzgar la compatibilidad de dos combustibles distintos, que para ello se mezclan al 50%. Si la mancha de la gota es uniforme, la estabilidad es buena y se pueden mezclar los combustibles objeto del ensayo; si por otra parte se forma una especie de aureola o halo en el centro de la gota, el caso es dudoso; y si en el centro hay una mancha más o menos circular y mucho más oscura que el resto, existe una clara incompatibilidad.

Otra característica que se puede conocer a bordo es el contenido de finos en el petróleo. Para ello se puede realizar el siguiente ensayo; se disuelve un poco de combustible en xileno y luego se extiende con una espátula sobre una superficie dura, como por ejemplo el vidrio. Por la cantidad de rayas se puede juzgar la cantidad de finos presentes en el combustible.

Conviene resaltar la importancia que tiene el seguir puntualmente las indicaciones de las normas cuando se hagan los ensayos, así como las pautas de los fabricantes de los tests y kits (Perolin, Gamien, Ocean Fleets, Kawasaki etc.). En la sección de anexos se adjuntará una hoja con los principales productos y kits de ensayos de la compañía Perolin Marine.

4.5.2- Cromatografía. La cromatografía involucra un grupo importante y diverso de métodos, que permite separar componentes estrechamente relacionados en mezclas complejas, lo que en muchas ocasiones resulta imposible de realizar mediante otros métodos. En todas las separaciones cromatográficas, la muestra se desplaza con una fase móvil, que puede ser un gas, un líquido o un fluido supercrítico (Fluido calentado a una temperatura superior a la temperatura crítica, pero simultáneamente comprimido a una presión mayor que su presión crítica).

La cromatografía de gases (CG) es la rama de la cromatografía en la cual la fase móvil es un gas. La fase estacionaria puede ser sólida o líquida, dando lugar a la cromatografía gas-sólido (CGS) o a la cromatografía gas-líquido (CGL).

Son varias las técnicas utilizadas en la cromatografía de fase gaseosa, pero la que ha dado mejores resultados es la “Cromatografía de reparto por elución”. Dicha técnica se usa tanto en los laboratorios de investigación como en los industriales (especialmente en el sector petrolífero) porque permite obtener la separación y el aislamiento de los componentes de mezclas gaseosas y de líquidos volátiles con resultados mucho más precisos y satisfactorios que otros métodos, basados en la destilación fraccionada y en la espectrografía. El instrumento usado para este tipo de cromatografía es el cromatógrafo de gases, cuyo funcionamiento se puede esquematizar del siguiente modo: Se hace pasar la mezcla vaporizada sobre un líquido adecuado capaz de fraccionarla. La mezcla es arrastrada sobre el líquido por una corriente de gas inerte (nitrógeno, helio, etc.); esta misma corriente arrastra a cada uno de los componentes hacia un dispositivo de detección que emite una señal eléctrica para cada componente. Por último las señales son traducidas por un registrador gráfico en una serie de curvas, correspondiente cada una a un componente de la mezcla.

Utilizando este método en distintos petróleos combustibles, se pueden separar por grupos de acuerdo al contenido de parafinas normales, contenido de aromáticos y olefinas, y de acuerdo a estos criterios determinar la procedencia del petróleo, así como su proceso de refinación y su calidad.

A continuación veremos la figura 47, en la cual se muestra un gráfico obtenido después de realizar una cromatografía a un combustible.

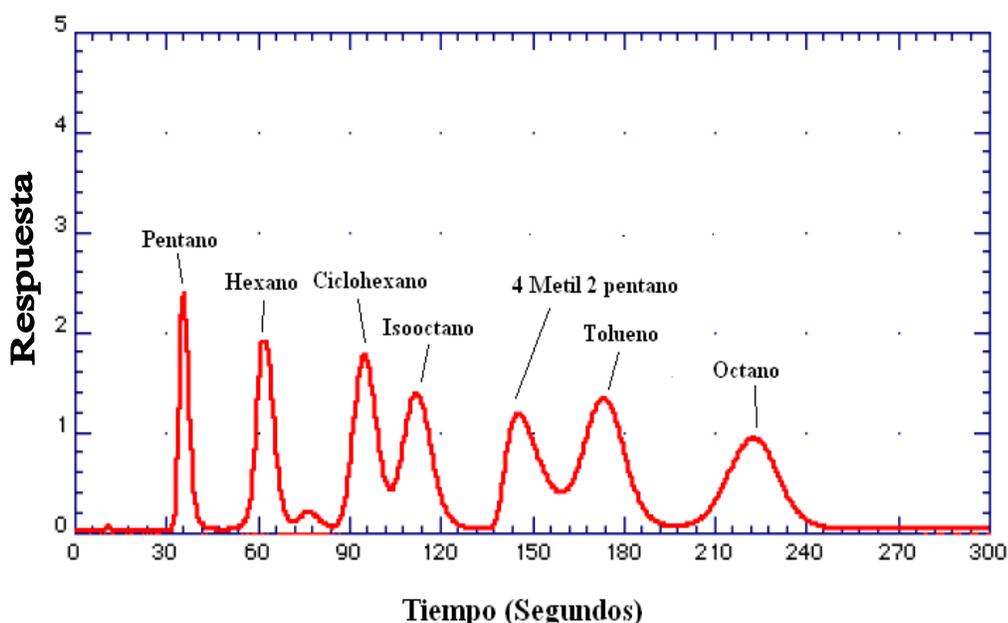


Figura 47.- Resultado de Cromatografía.

4.5.3- Ensayos de laboratorio. De no tratarse de ensayos de recepción u otros que haya que hacer sobre la marcha, conviene que los ensayos de combustibles no sean realizados más que en un laboratorio especializado e independiente, no solo para que los resultados no estén afectados por apreciaciones subjetivas del que realiza el análisis sino porque puedan ser situados en el lugar que les corresponde, al disponer dicho laboratorio de otros resultados con los que poder comparar y que sean de confianza.

Entre los ensayos a realizar en laboratorio están los conducentes a determinar los elementos metálicos presentes en el petróleo, como el vanadio, cromo, sodio y aluminio, así como el silicio y el azufre.

Existen normas y procedimientos para determinar la presencia de cada uno de estos elementos, pero si se dispone, como es normal en un laboratorio especializado, de un espectroscopio, es preferible y más rápido, determinar todos los elementos mediante este procedimiento.

Un análisis que se puede realizar, pero que es poco adecuado para realizar a bordo, es el de residuos Conradson, que requiere pasar el carbón que ha quedado después de haber eliminado los volátiles y haber calentado el recipiente con la muestra al rojo cereza. Más o menos complicado, se podría realizar todo esto a bordo, pero no tiene mucho sentido pensar en utilizar una balanza de precisión a bordo, ya que no se podría obtener una lectura confiable por los movimientos del buque. Esto también afecta a los ensayos químicos de elementos y seguramente a los demás métodos de evaluación de los residuos carbonosos.

Hay entidades que han comercializado, el análisis de los combustibles que se van a quemar a bordo. La más conocida y posiblemente la primera en haberlo hecho a gran escala en Europa es Det Norske Veritas. Pero otras sociedades de clasificación, como Lloyd's Register y ABS, y casas como Perolin y Magnus Maritec están dispuestas a hacerla por precios que oscilan entre los 275 y 400 US Dollars. Dichas entidades dan instrucciones para que las muestras se tomen y sean enviadas a sus laboratorios de forma adecuada y suelen analizar y dar los resultados en un tiempo relativamente corto.

Sin embargo a pesar de que no tome mucho tiempo el análisis y envío de resultados, es conveniente hacer un mínimo de ensayos a bordo, para asegurarse de la calidad del combustible adquirido.

En la sección de anexos, se adjuntará un par de hojas de resultados de ensayos de laboratorio.

4.6- Características finales de consumo.

Finalmente, después de recepcionar el combustible a bordo y después de tratarlo para su posterior uso, el combustible debe cumplir con los requisitos del fabricante del motor y los requisitos del proveedor. Estos requisitos son los que debe cumplir para un correcto funcionamiento del motor. Entre estos requisitos tenemos:

4.6.1- Temperatura mínima de bombeo. Esta temperatura mínima de bombeo hace referencia más que nada a la temperatura mínima que se necesita para bombear el combustible desde los estanques de almacenamiento, hacia el estanque de decantación. Esta temperatura mínima de bombeo viene dada por el proveedor y por el fabricante de la bomba encargada de trasladar el combustible desde un estanque a otro.

Por lo general esta temperatura debe ser la necesaria como para entregar viscosidades de combustible de entre los 100 y 1000 cSt a 50 °C, y evitar la formación de ceras en el combustible.

Los requerimientos de temperatura y viscosidad de bombeo dependen a su vez de ciertos factores como las alturas de succión y descarga, pérdidas en las cañerías y capacidades de bombeo.

A continuación veremos un gráfico en la figura 48, en el cual se ven los rangos de temperatura de bombeo para distintos grados de combustibles IFO.

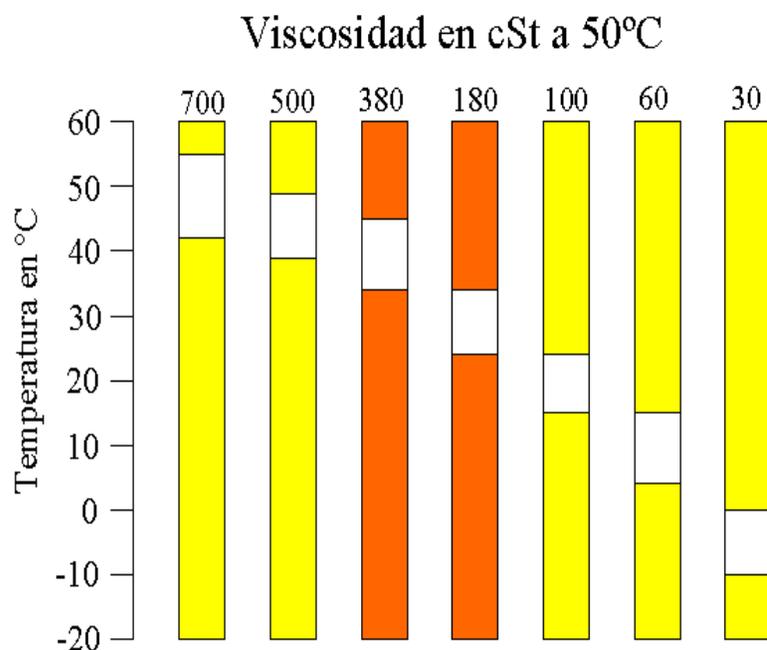


Figura 48.- Gráfico de temperaturas de bombeo para diferentes grados de viscosidad de combustibles IFO

En la figura se puede ver que los combustibles IFO 380 e IFO 180 están marcados en rojo ya que estos son los dos tipos de combustibles mas utilizados hoy en día. En el gráfico de la figura 42 las temperaturas mínimas están indicadas por la línea inferior del tramo que no esta coloreado. Así por ejemplo la temperatura mínima de bombeo de un combustible IFO 180 es de 24 °C, mientras que la de un IFO 380 es de 34 °C.

4.6.2- Temperatura y viscosidad de inyección. Otros factores de importancia en el correcto funcionamiento del motor, son la temperatura y la viscosidad de inyección. La temperatura de inyección depende de la viscosidad de inyección requerida por el fabricante del motor. La temperatura de inyección se alcanza con el precalentamiento adecuado del combustible previo al ingreso al motor.

Un inadecuado precalentamiento del combustible puede causar algunos de los siguientes problemas en el motor:

- Combustión deficiente.
- Puede causar un incremento en los desgastes del cilindro (camisas y aros).
- Puede perjudicar el asiento de la válvula de escape al aumentar los depósitos en esta.
- Puede resultar en un aumento de la presión de inyección, conduciendo a un stress mecánico excesivo en el sistema de inyección.

En la mayoría de las instalaciones el precalentamiento de inyección es llevado a cabo por un precalentador o calentador de combustible a base de vapor proveniente de la caldera, y la viscosidad resultante es medida por un regulador de viscosidad (viscosímetro) que esta instalado en el sistema de preinyección, el cual también controla el suministro de vapor.

Dependiendo de la relación temperatura/viscosidad, y del índice de viscosidad del propio combustible, una temperatura de salida del precalentador sobre los 150 °C será necesaria, dependiendo del combustible que se este usando.

Esto queda ilustrado en el diagrama de la figura 49, el cual indica la temperatura de precalentamiento esperada como una función de la viscosidad del combustible.

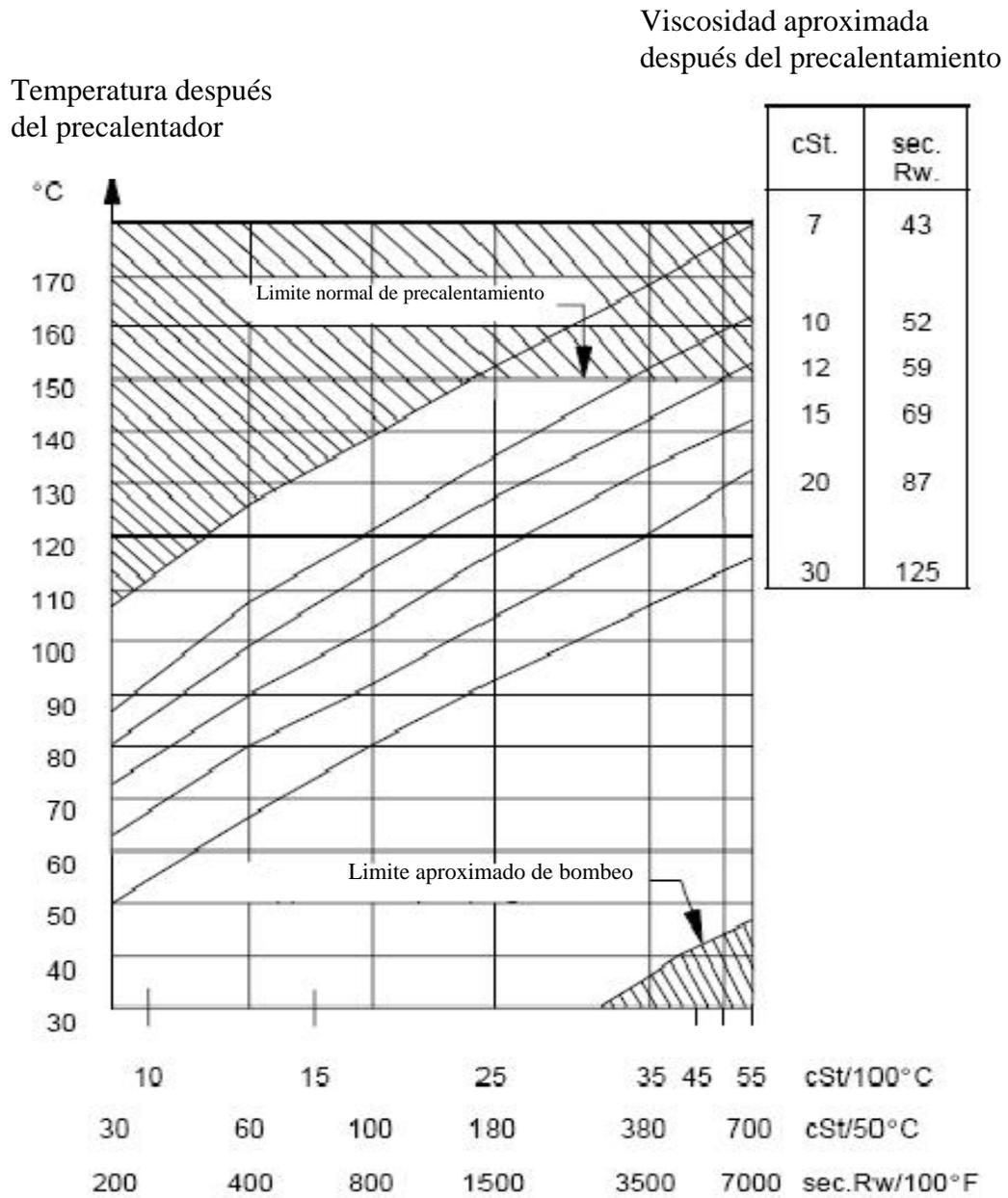


Figura 49.- Temperatura de precalentamiento de diferentes combustibles

Este gráfico esta basado en información entregada por los proveedores, refiriéndose a los combustibles residuales marinos típicos.

Desde que la viscosidad después del precalentador es un parámetro controlado, la temperatura de precalentamiento puede variar, dependiendo de la viscosidad y del índice de viscosidad del combustible.

Para comprender un poco mejor el grafico anterior a continuación mostraremos un grafico en la figura 50 el cual muestra los rangos de temperaturas de inyección, para viscosidades finales de inyección de 14 a 20 cSt.

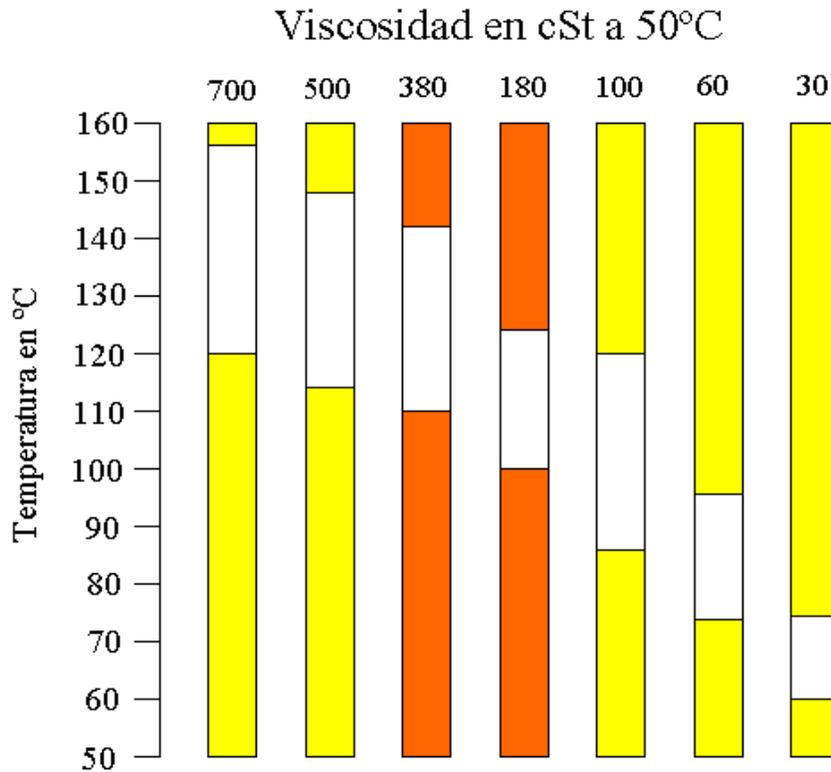


Figura 50.- Gráfico de temperaturas de inyección para diferentes grados de viscosidad de combustibles IFO

4.6.3- Presión de inyección. La presión de inyección del combustible, esta directamente ligada a la bomba de inyección de combustible. La bomba de inyección de combustible constituye el sistema del motor (junto con el inyector) encargado de introducir en el cilindro una determinada cantidad de combustible., unos grados antes de que el émbolo alcance el punto muerto superior, con la presión suficiente para que al atravesar los orificios de la tobera del inyector adquiriera la suficiente velocidad, de manera que al entrar en contacto con el aire fuertemente comprimido, se produzca un intenso roze entre ambos y finalmente acabe el combustible puleverizandose y mezclandose íntimamente con el aire.

La bomba de combustible se considera una parte vital del motor y debe satisfacer las siguientes funciones:

- a) Enviar el combustible con la debida presión al inyector.
- b) Dosificar la cantidad de combustible en relación a la carga del motor.
- c) Regular el instante de la inyección para adecuarlo al régimen de revoluciones del motor.

Teniendo en cuenta que las bombas de inyección de combustible trabajan durante periodos de inyección de milésimas de segundo, y que durante este brevísimo tiempo debe elevar la presión del combustible, inyectarlo al interior del cilindro correspondiente, y volver a su posición de reposo, para nuevamente reanudar otra vez este mismo ciclo, indefinidamente

mientras dure el funcionamiento del motor, se comprende la gran precisión y la elevada calidad de los materiales utilizados en su construcción.

Aunque son numerosos los modelos de bombas de inyección de combustible que se han diseñado y construido para los motores Diesel, las más utilizadas en la actualidad son las siguientes:

- Bombas alternativas { Carrera constante y embolo giratorio
Carrera constante y regulación por aspiración.

- Bombas rotativas { C.A.V. rotativa tipo DPA
Roosa Master tipo Rotomaster
Bosch tipo EP

- Bomba inyector { General Motors.
Cumins.

La presión de inyección de los grandes motores Diesel de dos tiempos utilizados en los buques mercantes de hoy en día, varia de acuerdo al diseño y requerimientos del fabricante del motor, pero por lo general oscilan entre los 150 y 300 kg/cm².

Para terminar con este apartado, a continuación veremos la figura 51 en la cual se muestra un circuito completo de línea de servicio de combustible.

4.7- Unidades de mezclado de combustibles (Unidades Blender).

Las unidades de mezclado de combustible cumplen la función de mezclar dos combustibles diferentes, por lo general uno de grado inferior (IFO) con otro de grado superior (MDO o MGO). El objetivo es conseguir un combustible con características intermedias entre ambos combustibles y que consiga satisfacer las características de desempeño de un motor en particular, al menor costo posible.

El control de flujo de la mezcla se logra por bombas de flujo variable, cada una movida por un motor de velocidad constante. Una bomba es para el combustible de menor grado o combustible pesado, y la otra es para el combustible de mayor grado o combustible liviano.

La proporción de mezcla se logra ajustando un medidor de porcentaje de flujo. La operación de mezclado en si se logra por una especie de batidora de línea accionada por motor (eléctrico por lo general), usando dos pares de discos mezcladores. Estos aseguran una mezcla homogénea de los combustibles, en cualquier razón de mezcla o proporción de flujo.

Las bombas y la unidad mezcladora, por lo general, pueden ser manejadas en forma manual o automática, dependiendo del diseño del fabricante.

La calidad y la constitución de la mezcla varía de acuerdo a los requerimientos del fabricante del motor en el que será utilizado. Las calidades de los dos combustibles a mezclar son primordiales para poder tener un buen resultado en la mezcla.

Cuando dos combustibles diferentes son mezclados, las características del combustible final obtenido son una mezcla de los dos combustibles componentes. La proporción de la mezcla esta determinada por las exigencias del fabricante del motor, con especial énfasis en la viscosidad y a los niveles de impurezas de los combustibles a mezclar.

La proporción de la mezcla se controla ajustando el flujo de descarga de las bombas de combustible pesado y ligero. A continuación en la pagina 151, en la tabla 21 se muestra la relación de mezcla de los combustibles, posición del indicador del flujo de descarga y el caudal o flujo de combustible mezclado, de una unidad mezcladora Dodwell.

Uno de los puntos negativos del mezclado de combustibles es que se pueden producir incompatibilidades, ya sea porque uno de los dos combustibles a mezclar es incompatible, o ambos lo son. Un combustible incompatible, o un combustible producto de la mezcla de dos combustibles incompatibles, es casi seguro que producirá fangos que no se pueden depositar y que producirá efectos negativos en el motor, como válvulas obstruidas, depósitos excesivos de hollín, inyectores sucios y obstruidos entre otros.

Hay diversas formas de testear si un combustible es incompatible. La forma más común de saberlo es mediante el “test de mancha de papel” (paper spot test). Este procedimiento

es tan común que ha sido objeto de varios estudios y artículos por parte de la “American Society for testing and Materials” (Su designación ASTM es la D2781-72).

El test consiste en colocar gotas de cada uno de los combustibles a mezclar sobre un trozo de papel absorbente, el cual contiene un reactivo que al mezclarse con el combustible acusa la incompatibilidad mediante la aparición de una aureola al centro de la gota.

Es recomendable hacer una prueba de incompatibilidad antes de realizar cualquier operación de mezclado.

Tabla 21.- Relaciones de mezcla y flujo de combustible de unidad mezcladora Dodwell

Relación de Mezclado MDO : HFO	Posición del indicador Bomba MDO : Bomba HFO	Flujo de combustible mezclado (L/H)
80 : 20	100 25	1000
70 : 30	100 43	1142
60 : 40	100 67	1333
50 : 50	100 100	1600
40 : 60	67 100	1333
30 : 70	43 100	1142
20 : 80	25 100	1000

En la figura 52 de la siguiente página podemos ver un circuito de mezclado de combustible.

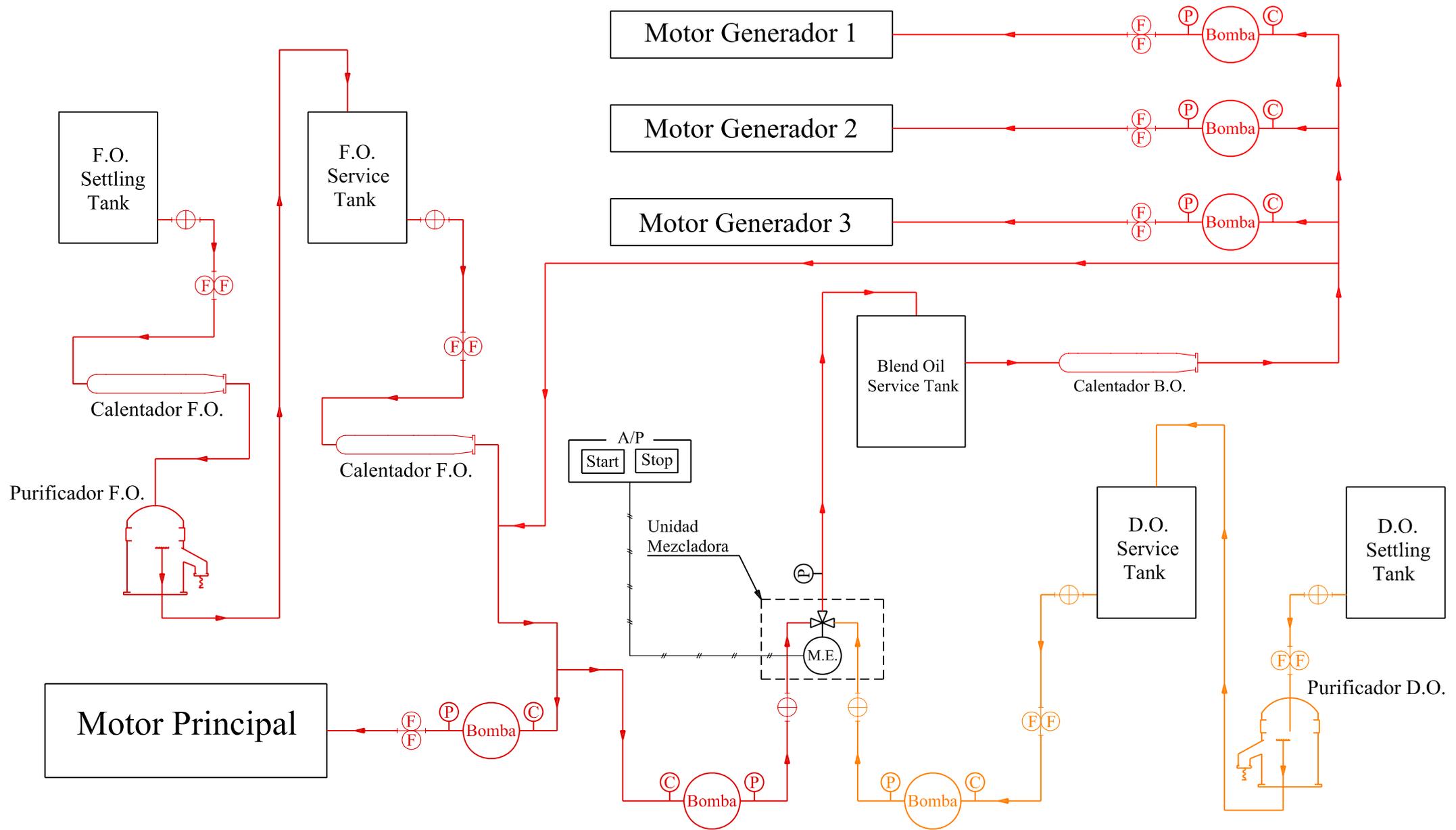


Figura 52.- Circuito de mezclado de combustible (blender)

4.8- Tratamientos de fangos y desechos producto del manejo de combustibles a bordo, según MARPOL.

La manipulación y el tratamiento propiamente tal de los combustibles a bordo, genera desechos los cuales deben ser almacenados en el propio buque, hasta ser descargados en puerto mediante una conexión universal a tierra.

Los procesos de purificación o clarificación de combustibles o de lubricantes, generan fangos o barros los cuales son almacenados en estanques a bordo. Del mismo modo, el Separador de aguas oleosas también produce desechos que deben ser almacenados a bordo, los derrames accidentales que se producen en la sala de maquinas en faenas de trabajo, como de igual modo los desechos del agua de lavado de estanques, también serán almacenadas a bordo.

Los estanques más comunes utilizados a bordo para el almacenaje de estos desechos son:

- Sludge Tank (o estanque para fangos).
- Bilge Tank (o estanque de sentinas).
- Dirty Oil Tank (estanque para aceites sucios).

Por lo general los fangos del proceso de purificación y clarificación de combustible y del proceso de purificación de lubricantes van a parar al Sludge Tank, mientras que los desechos del separador de aguas oleosas van al Dirty Oil Tank o al Bilge Tank. Es obligación del Jefe de Maquinas, así como del personal de maquinas, velar porque estos desechos no se descarguen al mar, ya que estos deben ser entregados por exigencias de MARPOL a instalaciones en puerto, según la regla 19, Anexo I del MARPOL 73 / 78.

En la regla 15, Anexo I del MARPOL 73 / 78, se dan los requerimientos y especificaciones para la “Retención de Hidrocarburos a Bordo”. La principal disposición de esta regla, es que todo buque petrolero, de arqueo bruto igual o superior a 150 TRG llevarán de vigilancia y control de descargas de hidrocarburos y a los dispositivos de los estanques de decantación serán de aplicación tres años después de la fecha de entrada en vigor del convenio MARPOL 73 / 78.

La regla 16 trata de “Sistemas de vigilancia y control de descargas de hidrocarburos, equipo separador de agua e hidrocarburos y equipo filtrador de hidrocarburos”. Las principales aplicaciones de esta regla son los párrafos 1 y 2 que se verán a continuación:

- 1) Todo buque de arqueado bruto igual o superior a 400 TRG, pero inferior a 10.000 TRG, llevará un equipo filtrador de hidrocarburos que cumpla con lo dispuesto en el párrafo 4 de esta regla (el agua que pase por el equipo y que se va descargar al costado no debe exceder de 15 p.p.m.). Si tal buque transporta grandes cantidades de combustible líquido, tendrá que cumplir con lo dispuesto en el párrafo 2) de la presente regla, o en el párrafo 1) de la regla 14, regla que trata sobre “Separación de los hidrocarburos y del agua del lastre y transporte de hidrocarburos en los piques de proa”
- 2) Todo buque de arqueado bruto igual o superior a 10.000 TRG ira provisto de un equipo filtrador de hidrocarburos y de medios de alarma y detención automática de toda descarga de mezclas oleosas, si el contenido de hidrocarburos en el afluente excede de las 15 p.p.m.

La regla 17 del Anexo I, se refiere a los “Estanques para residuos e hidrocarburos (fangos)”. Para cumplir los requerimientos de esta regla todos los buques cuyo arqueado bruto sea igual o superior a 400 TRG tendrán un estanque o estanques de capacidad suficiente, teniendo en cuenta el tipo de maquinaria con que este equipado y la duración de sus viajes, para recibir los residuos (fangos) que no sea posible eliminar de otro modo, tales como los resultantes de la purificación de los combustibles y aceites lubricantes y de las fugas de hidrocarburos que se producen en los espacios de maquinas.

En los buques nuevos dichos estanques estarán proyectados y construidos de manera que se facilite su limpieza y la descarga de los residuos en las instalaciones de recepción.

Los buques existentes, deberán cumplir con estas prescripciones en la medida que sea razonable y practicable.

Las tuberías que acaben y empiecen en estanques de fangos no tendrán conexión directa al mar, salvo la conexión universal a tierra, a la que se hace referencia en la regla 19 de l Anexo I.

La regla 19, trata de la “Conexión universal a Tierra”. Para que sea posible acoplar el conducto de las instalaciones de recepción con el conducto de descarga del buque, ambas estarán provistas de una conexión universal. La brida de la conexión universal estará proyectada para acoplar conductos de un diámetro interior máximo de 10 milímetros y será de acero u otro material equivalente con una cara plana. La brida y su empaquetadura se calcularán para una presión de servicio de 6 kg/cm².

Finalmente dentro de las reglas del Anexo I, tendientes a controlar los fangos y desechos producidos a bordo, tenemos la regla 20 sobre el “Libro de Registro de Hidrocarburos”. Esta regla se vio también en el apartado 3.5 de este trabajo en lo referente al certificado IOPP.

La regla dice que todo buque petrolero cuyo arqueo bruto sea igual o superior a 150 TRG y cualquier otro buque de arqueo bruto igual o superior a 400 TRG, que no sea un buque petrolero, llevará a bordo un Libro de Registro de Hidrocarburos, parte I (operaciones en los espacios de maquinas). Todo petrolero cuyo arqueo bruto sea igual o superior a 150 TRG, llevará también un Libro de Registro de Hidrocarburos, parte II (operaciones de carga y lastrado).

En el Libro de Registro de Hidrocarburos, se harán anotaciones oportunas, estanque por estanque si procede, cada vez que se realicen a bordo las siguientes operaciones:

- a) Respecto de las operaciones en los espacios de máquinas (todos los buques):
 - i) Lastrado o limpieza de los estanques de combustible líquido.
 - ii) Descarga de lastre contaminado o de aguas de limpieza de los estanques mencionados en el inciso i) del presente apartado.
 - iii) Eliminación de residuos de hidrocarburos (fangos).
 - iv) Descarga en el mar u otro método de eliminación de aguas de sentina acumuladas en los espacios de máquinas
- b) Respecto de las operaciones de carga y lastrado (petroleros):
 - i) Embarque de cargamento de hidrocarburos.
 - ii) Trasvasije de cargamento de hidrocarburos a bordo durante la travesía.
 - iii) Desembarque de cargamento de hidrocarburos.
 - iv) Lastrado de los estanques de carga y de los estanques dedicados a lastre limpio.
 - v) Limpieza de los estanques de carga, incluido el lavado con crudos.
 - vi) Descarga de lastre, salvo el de los estanques de lastre separado.
 - vii) Descarga de agua de los estanques de decantación.
 - viii) Cierre, según proceda, de todas las válvulas u otros dispositivos análogos después de las operaciones de descarga de los estanques de decantación.
 - ix) Cierre de las válvulas necesarias para aislar los estanques dedicados a lastre limpio de las tuberías de carga y de agotamiento después de las operaciones de descarga de los estanques de decantación.
 - x) Eliminación de residuos.

Cada una de las operaciones que se han descrito, serán inmediatamente anotadas con sus pormenores en el Libro de Registro de Hidrocarburos de modo que consten en el libro todos los asientos correspondientes a dicha operación.

El asiento relativo a cada operación concluida será firmado por el oficial u oficiales encargados de las operaciones que correspondan y cada página rellena, serán firmadas por el jefe de máquinas y el capitán del buque.

Los datos anotados en el Libro de registro de Hidrocarburos, serán escritos en el idioma oficial del Estado cuyo pabellón tenga el buque derecho a enarbolar y, en el caso de buques que lleven un “Certificado Internacional de prevención de la contaminación por Hidrocarburos” (IOPP), se anotará en Francés o en Inglés.

El Libro de Registro de Hidrocarburos se guardará en un lugar adecuado, para así facilitar su inspección en cualquier momento, y salvo en el caso de buques sin tripulación que estén siendo remolcados, permanecerá siempre a bordo.

Finalmente respecto de los petroleros de arqueado bruto inferior a 150 TRG, que operen de acuerdo a lo dispuesto en la regla 15 del Anexo I, la administración elaborará un Libro de Registro de Hidrocarburos apropiado.

Conclusiones

Desde los comienzos de la industria petrolera los procedimientos de elaboración de combustibles a partir del petróleo crudo se han ido perfeccionando y modernizando. De la destilación atmosférica y al vacío se obtiene una gran cantidad de combustibles, sin embargo, y con el objeto de obtener mayores beneficios, produciendo combustibles de mayores precios como las gasolinas, se han introducido a los procesos ya mencionados nuevos métodos de producción como el cracking catalítico, cracking térmico, isomerización, hidrotratamientos, entre otros. Lamentablemente estos nuevos métodos han ido en desmedro de la calidad de los combustibles residuales de uso naval e industrial.

Los combustibles residuales son obtenidos de los petróleos remanentes provenientes de los procesos principales de refinación, como la destilación atmosférica, al vacío y los procesos de cracking; siendo de inferior calidad, comparado con los combustibles tales como gasolinas, kerosene, combustibles de aviación, entre otros.

Los combustibles destilados de uso naval, como el Marine Gas Oil (MGO), y el Marine Diesel Oil (MDO), se obtienen en los procesos principales de refinado, como la destilación atmosférica y al vacío, siendo la calidad de estos, superior a los combustibles residuales, por lo que necesitan de una menor cantidad de cuidados antes de ser utilizados.

Una vez obtenidos los combustibles, estos son transportados hacia los buques mediante oleoductos, en terminales petroleros (en el caso de los buques tanque o petroleros). Para el consumo en buques no petroleros, los combustibles son transportados mediante barcas petroleras o mediante camiones cisternas los cuales entregan los combustibles a través de conexiones y bombeo directo de uno a otro.

Después de ser recepcionados, los combustibles residuales se almacenan en los estanques doble fondo del buque, y mediante serpentines de vapor se mantienen a una cierta temperatura (40° C por lo general), lo que asegura un bombeo constante y seguro hacia los estanques de decantación.

Como se ha visto anteriormente, los combustibles residuales marinos no son de una calidad adecuada para su uso inmediato, siendo por esta razón que estos combustibles son sometidos a una serie de preparaciones y adecuaciones, previo a su utilización. Estas preparaciones parten con la decantación de los combustibles en los estanques de decantación, luego los combustibles son purificados y clarificados en las separadoras centrifugas, las cuales les extraen la mayor cantidad de agua y partículas sólidas contaminantes presentes en ellos. Luego de ser purificados, los combustibles son enviados a los estanques de consumo diario en el cual se les aumenta su temperatura a 80° C aproximadamente. Posterior a ello, el combustible es bombeado, pasando a través de un calentador, el cual incrementa su temperatura, hasta alcanzar

la temperatura óptima de inyección (dada por el fabricante del motor), ingresando finalmente al motor, impulsado por la bomba y el inyector.

Los principales problemas que se presentan en el consumo de los combustibles son las corrosiones producidas por la presencia de azufre y agua en estos. Al mezclarse el azufre con el vapor de agua, durante el proceso de combustión, se produce el temido ácido sulfúrico, el cual tiene efectos perniciosos sobre las piezas metálicas del motor, (pistón, anillos, camisas etc.), llegando a producir incluso la rotura de anillos, agujeros y hoyos en pistones y camisas, además del ensuciamiento excesivo de la cámara de combustión. El contenido de azufre en los combustibles no se puede modificar, solo se pueden aminorar sus efectos añadiendo soluciones alcalinas o álcalis (compuestos de potasio generalmente), al aceite lubricante de los cilindros. Estas sustancias equilibran el estado ácido – básico de la combustión, disminuyendo los efectos de la corrosión por ácido sulfúrico.

Finalmente, en base a todo lo mencionado anteriormente, cabe destacar que el proceso de refinación del petróleo no entrega combustibles óptimos para ser utilizados inmediatamente, por lo que el papel del Ingeniero a cargo de la manipulación de los combustibles a bordo, es de vital importancia para el correcto funcionamiento de los motores, para la mantención y prolongación de su vida útil. El Ingeniero debe estar permanentemente preocupado de la preparación de los combustibles, previo a su utilización, así como asegurar un flujo constante y seguro para ser utilizado en cualquier momento.

ANEXOS

Anexo I : Normas Cas.

Anexo II : Certificados IOPP.

Anexo III : Documentos Faena de Combustibles.

Anexo IV : Resultados de Ensayos de Laboratorio a Petróleos.

Anexo V : Guía de Productos Perolin.

Normas CAS

ANEXO. PLAN DE EVALUACIÓN DEL ESTADO DEL BUQUE.

- **1. PREÁMBULO.**
- **2. PROPÓSITO.**
- **3. DEFINICIONES.**
- **4. DISPOSICIONES GENERALES.**
- **5. ÁMBITO DE APLICACIÓN, ALCANCE Y CALENDARIO.**
 - **5.1.** Ámbito de aplicación.
 - **5.2.** Alcance del CAS.
 - **5.3.** Calendario.
- **6. PRESCRIPCIONES PARA LA PLANIFICACIÓN DEL RECONOCIMIENTO.**
 - **6.1.** Preparativos para el reconocimiento CAS.
 - **6.2.** Documentación del plan del reconocimiento.
 - **6.3.** Documentación que procede llevar a bordo.
- **7. PRESCRIPCIONES RELATIVAS AL RECONOCIMIENTO CAS.**
 - **7.1.** Generalidades.
 - **7.2.** Alcance de los reconocimientos generales y minuciosos.
 - **7.3.** Alcance de la medición de espesores.
- **8. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN.**
- **9. INFORMES SOBRE LOS RECONOCIMIENTOS CAS.**
- **10. INFORME FINAL DEL CAS PARA LA ADMINISTRACIÓN.**
 - **10.1.** Examen del CAS por la OR.
 - **10.2.** Informe final del CAS para la Administración.
- **11. VERIFICACIÓN DEL CAS POR LA ADMINISTRACIÓN.**
- **12. NUEVA EVALUACIÓN DE BUQUES QUE NO HAYAN SUPERADO LAS PRESCRIPCIONES DEL CAS.**
- **13. DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO.**
- **14. COMUNICACIÓN DE INFORMACIÓN A LA ORGANIZACIÓN.**
- **Apéndice 1. MODELO DE LA DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO. DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO.**
- **Apéndice 2. CUESTIONARIO PARA LA PLANIFICACIÓN DEL RECONOCIMIENTO.**
- **Apéndice 3. Modelo del Plan del reconocimiento CAS.**
- **Apéndice 4. Prescripciones obligatorias para la realización del reconocimiento CAS en condiciones de seguridad.**

**RESOLUCIÓN MEPC.94 (46)
adoptada el 27 de abril de 2001**

PLAN DE EVALUACIÓN DEL ESTADO DEL BUQUE.

EL COMITÉ DE PROTECCIÓN DEL MEDIO MARINO,

RECORDANDO el artículo 38.a del Convenio constitutivo de la Organización Marítima Internacional, artículo que trata de las funciones que confieren al Comité de Protección del Medio Marino (el Comité) los convenios internacionales relativos a la prevención y contención de la contaminación del mar,

RECORDANDO TAMBIÉN que, mediante la resolución MEPC.52 (32), el Comité adoptó las reglas 13F y 13G del Anexo I del Protocolo de 1978 relativo al Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, enmendado (MARPOL 73/78), con objeto de mejorar las prescripciones para el proyecto y la construcción de petroleros a fin de prevenir la contaminación por hidrocarburos en caso de abordaje o varada,

HABIENDO ADOPTADO, en su 46° período de sesiones, enmiendas a la regla 13G del Anexo I del MARPOL 73/78 mediante la resolución MEPC.95(46) para acelerar la retirada de los buques tanque de casco sencillo como medio de mejorar la protección del medio marino,

TOMANDO NOTA de que, de conformidad con la regla 13G revisada del Anexo I del MARPOL 73/78, las Administraciones podrán permitir que los petroleros de categoría 1 continúen en servicio después del aniversario en 2005 de la fecha de entrega del buque y los de categoría 2 después del aniversario en 2010 de la fecha de entrega del buque, siempre que se cumplan las prescripciones del Plan de evaluación del estado del buque adoptadas por el Comité,

RECONOCIENDO la necesidad de contar con el Plan de evaluación del estado del buque requerido a los efectos de la aplicación de la regla 13G revisada del Anexo I del MARPOL 73/78,

HABIENDO EXAMINADO el proyecto de Plan de evaluación del estado del buque elaborado por el Grupo de trabajo interperíodos del Comité y enmendado por éste en su 46° período de sesiones,

1. ADOPTA el Plan de evaluación del estado del buque (CAS), cuyo texto figura en el anexo de la presente resolución, en el entendimiento de que el modelo de Plan de reconocimientos se elaborará en el CPMM 47 y se hará obligatorio;
2. PIDE al Secretario General que remita copias certificadas de la presente resolución y del texto del Plan de evaluación del estado del buque, que figura en el anexo, a todas las Partes en el MARPOL 73/78;
3. PIDE TAMBIÉN al Secretario General que remita copias de la presente resolución y de su anexo a todos los Miembros de la Organización que no son Partes en el MARPOL 73/78;
4. INVITA al Comité de Seguridad Marítima a que tome nota del Plan de evaluación del estado del buque;
5. INSTA al Comité de Seguridad Marítima a que considere la introducción e incorporación de los elementos y disposiciones pertinentes del Plan de evaluación del estado del buque en las Directrices sobre el programa mejorado de inspecciones durante los reconocimientos de graneleros y petroleros, adoptadas mediante la resolución A.744(18), enmendada mediante la resolución 2 de la Conferencia de 1997 sobre el Convenio SOLAS, la resolución MSC.49(66) y la resolución MSC.105(73), cuando revise dichas Directrices; e
6. INSTA TAMBIÉN a las Partes en el MARPOL 73/78 a que:
 1. cuando un buque que enarbore su pabellón sea transferido al pabellón de otra Parte en el MARPOL 73/78, siempre que dicha Parte en el MARPOL 73/78 lo solicite, y a los efectos de garantizar la implantación uniforme y coherente de las disposiciones del Plan de evaluación del estado del buque, remitan copias de todos los documentos y registros relativos a la evaluación del buque en cuestión a fin de cumplir con las prescripciones del Plan de evaluación del estado del buque; y
 2. acepten, dado el hecho de que ciertos petroleros de categoría 1 deberán someterse al reconocimiento CAS antes del 1 de septiembre de 2002, las Declaraciones de cumplimiento expedidas en virtud de las disposiciones del Plan de evaluación del estado del buque tras haber completado satisfactoriamente los reconocimientos CAS comenzados antes del 1 de septiembre de 2002.

ANEXO.

PLAN DE EVALUACIÓN DEL ESTADO DEL BUQUE.

1. PREÁMBULO.

1.1 El Plan de evaluación del estado del buque (CAS) tiene por finalidad complementar las prescripciones del anexo B de las Directrices sobre el programa mejorado de inspecciones durante los reconocimientos de graneleros y petroleros (en adelante denominado programa mejorado de reconocimientos) adoptadas por la Asamblea de la Organización Marítima Internacional mediante la resolución A.744 (18), enmendada. El Plan servirá para verificar que el estado estructural de los petroleros de casco sencillo es aceptable en el momento del reconocimiento y que, siempre que los reconocimientos periódicos subsiguientes sean satisfactorios y el armador del buque lleve a cabo un programa de mantenimiento eficaz, continuará siendo aceptable durante todo el período de explotación que se indique en la declaración de cumplimiento.

1.2 El Plan prescribe una verificación mejorada y transparente del estado estructural declarado del buque y la verificación de que los procedimientos documentales y de reconocimiento se han aplicado correctamente y en su totalidad.

1.3 El Plan requiere que su cumplimiento se evalúe durante el programa mejorado de reconocimientos, al mismo tiempo que se realizan los reconocimientos intermedios o de renovación exigidos actualmente por la resolución A.744 (18), enmendada.

1.4 En el Plan no se especifican normas estructurales superiores a las dispuestas en otros convenios, códigos y recomendaciones de la Organización Marítima Internacional.

1.5 El Plan se ha elaborado a partir de las prescripciones de la resolución A.744(18), enmendada, que se conocían en el momento de su aprobación. La intención es actualizar el Plan a medida que surja necesidad de ello como consecuencia de la introducción de modificaciones en la resolución A.744 (18), enmendada.

2. PROPÓSITO.

El propósito del Plan de evaluación del estado del buque es establecer una norma internacional para cumplir lo prescrito en la regla 13G 7) del Anexo I del Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, modificado por el Protocolo de 1978, y enmendada mediante la resolución MEPC.99 (46).

3. DEFINICIONES.

Salvo disposición expresa en otro sentido, a los efectos del Plan regirán las siguientes definiciones:

3.1 *MARPOL 73/78*: el Protocolo de 1978 relativo al Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, enmendado.

3.2 *Regla*: las reglas que figuran en el Anexo I del MARPOL 73/78.

3.3 *Resolución A.744(18), enmendada*: las Directrices sobre el programa mejorado de inspecciones durante los reconocimientos de graneleros y petroleros, aprobadas por la Asamblea de la Organización Marítima Internacional mediante la resolución A.744 (18), enmendada por la resolución 2 de la Conferencia de 1997 sobre el Convenio SOLAS, la resolución MSC.49 (66) y la resolución MSC.105 (73).

3.4 *Organización reconocida (OR)*: una organización habilitada por la Administración para llevar a cabo los reconocimientos de conformidad con lo dispuesto en la regla 4.3 del Anexo I del MARPOL 73/78.

3.5 *Administración*: el Gobierno del Estado según se define en el artículo 2.5 del MARPOL 73/78.

3.6 *Petroleros de categoría 1*: petroleros de peso muerto igual o superior a 20 000 toneladas que transporten crudos, fuel oil, dieseloil pesado o aceite lubricante como carga, y petroleros de peso muerto igual o superior a 30 000 toneladas que transporten hidrocarburos distintos de los mencionados anteriormente, que no cumplan las prescripciones aplicables a los petroleros nuevos definidos en la regla 1.26 del Anexo I del MARPOL 73/78.

3.7 *Petroleros de categoría 2*: petroleros de peso muerto igual o superior a 20 000 toneladas que transporten crudos, fuel oil, dieseloil pesado o aceite lubricante como carga, y petroleros de peso muerto igual o superior a 30 000 toneladas que transporten hidrocarburos distintos de los mencionados anteriormente, que cumplan las prescripciones aplicables a los petroleros nuevos definidos en la regla 1.26 del Anexo I del MARPOL 73/78.

3.8 *Compañía*: el propietario del buque o cualquier otra organización o persona, como el gestor naval o el fletador a casco desnudo, al que el propietario haya confiado la responsabilidad de la explotación del buque y que al asumir tal responsabilidad ha accedido a asumir también todos los deberes y obligaciones que impone el Código Internacional de Gestión de la Seguridad (Código IGS).

3.9 *Corrosión importante*: la que ha alcanzado una extensión tal que la evaluación de sus características indica un grado de deterioro superior al 75% de los márgenes admisibles, pero dentro de límites aceptables.

3.10 *BUEN estado*: estado del revestimiento que únicamente presenta una ligera oxidación en ciertos puntos.

3.11 *Compañía de medición de espesores (TM)*: compañía competente acreditada por una OR de conformidad con los principios recogidos en el anexo 7 del anexo B de la resolución A.744 (18) enmendada.

3.12 *Zonas estructurales críticas*: las zonas que, a juzgar por los cálculos pertinentes, necesitan vigilancia o que, a la vista del historial de servicio del buque de que se trata o de buques gemelos o análogos, son susceptibles de agrietarse, alabearse o corroerse de forma que menoscabarían la integridad estructural del buque.

3.13 *Zonas sospechosas*: las zonas en las que se observe corrosión importante o que, a juicio del inspector, sean susceptibles de deteriorarse rápidamente.

3.14 *Organización*: la Organización Marítima internacional.

4. DISPOSICIONES GENERALES.

4.1 La Administración dará, o hará que se den, instrucciones detalladas a la OR, la cual se encargará de que los reconocimientos CAS se realicen de conformidad con lo dispuesto en las secciones 5 a 10 del Plan.

4.2 Nada de lo dispuesto en el Plan impedirá que una Administración realice ella misma los reconocimientos CAS siempre que tales reconocimientos sean como mínimo tan eficaces como los estipulados en las secciones 5 a 10 del Plan.

4.3 La Administración exigirá que los petroleros de categoría 1 y de categoría 2 que enarboles su pabellón permanezcan fuera de servicio durante los periodos que se mencionan en los párrafos 5.1.1 y 5.1.2, respectivamente, hasta que se les haya expedido una declaración de cumplimiento válida.

5. ÁMBITO DE APLICACIÓN, ALCANCE Y CALENDARIO.

5.1. Ámbito de aplicación.

Las prescripciones del CAS se aplicarán a:

1. los petroleros de categoría 1 definidos en la sección 3, en los casos en que se requiera autorización para que el buque continúe en servicio después del aniversario, en 2005, de la fecha de entrega del buque, hasta la fecha programada en el calendario de cumplimiento de las prescripciones relativas al doble casco de la regla 13F, que se indica en la regla 13G.
2. los petroleros de categoría 2 definidos en la sección 3, en los casos en que se requiera autorización para que el buque continúe en servicio después del aniversario, en 2010, de la fecha de entrega del buque, hasta la

fecha programada en el calendario de cumplimiento de las prescripciones relativas al doble casco de la regla 13F, que se indica en la regla 13G.

5.2. Alcance del CAS.

El CAS se aplicará a los reconocimientos de la estructura del casco a la altura de los tanques de carga, cámaras de bombas, coferdanes, túneles de tuberías, espacios vacíos en la zona de la carga y todos los tanques de lastre.

5.3. Calendario.

5.3.1 El primer reconocimiento CAS deberá coordinarse con las inspecciones del programa mejorado de reconocimientos de manera que tenga lugar al mismo tiempo que el reconocimiento intermedio o de renovación programado antes del aniversario en 2005 de la fecha de entrega del buque en el caso de los petroleros de categoría 1, y antes del aniversario en 2010 de la fecha de entrega del buque en el caso de los petroleros de categoría 2.

5.3.2 Todo reconocimiento CAS posterior exigido para la renovación de la declaración de cumplimiento deberá efectuarse al mismo tiempo que el reconocimiento intermedio o de renovación que deberá completarse antes de la fecha de expiración de la declaración de cumplimiento.

5.3.3 No obstante lo anterior, la compañía, con la anuencia de la Administración, podrá optar por realizar el primer reconocimiento CAS en una fecha distinta a la del reconocimiento arriba mencionado, siempre que se cumplan todas las prescripciones del CAS.

6. PRESCRIPCIONES PARA LA PLANIFICACIÓN DEL RECONOCIMIENTO.

6.1. Preparativos para el reconocimiento CAS.

6.1.1 Procedimientos generales

6.1.1.1 Una planificación pormenorizada y temprana para identificar las zonas de posible riesgo es uno de los requisitos previos para completar con éxito y a tiempo el CAS. Para ello se deberá observar la siguiente secuencia de medidas.

6.1.1.2 La notificación por la compañía a la Administración y a la OR de su intención de proceder con el CAS, deberá hacerse al menos ocho meses antes de la fecha prevista de comienzo del reconocimiento CAS.

6.1.1.3 Al recibir tal notificación, la OR:

1. remitirá a la compañía el cuestionario para la planificación del reconocimiento (véase el apéndice 2) al menos siete meses antes de la fecha prevista de comienzo del reconocimiento; y
2. comunicará a la compañía si ha habido algún cambio en los niveles máximos permitidos de disminución del espesor de la estructura por corrosión aplicable al buque.

6.1.1.4 La compañía cumplimentará y devolverá el cuestionario para la planificación del reconocimiento a la OR al menos cinco meses antes de la fecha prevista de comienzo del reconocimiento CAS. La compañía remitirá una copia del cuestionario cumplimentado a la Administración.

6.1.1.5 El plan del reconocimiento para el CAS se cumplimentará y presentará debidamente firmado por la compañía a la OR al menos dos meses antes de la fecha prevista de comienzo del reconocimiento CAS. La compañía remitirá una copia del plan del reconocimiento para el CAS a la Administración.

6.1.1.6 En circunstancias especiales, tales como la vuelta a la actividad de un buque retirado del servicio o de acontecimientos inesperados tales como un periodo de paro debido a averías del casco o de las máquinas, la Administración podrá permitir, estudiando cada caso por separado, cierta flexibilidad en los plazos indicados en los párrafos 6.1.1.2 a 6.1.1.5 para el comienzo de los procedimientos CAS.

6.1.1.7 Tal flexibilidad estará siempre sujeta a que la OR tenga tiempo suficiente para completar el reconocimiento CAS y que la Administración examine el informe final del CAS y expida la declaración de cumplimiento antes de las fechas indicadas en el párrafo 5.1.

6.1.2 Plan del reconocimiento del CAS.

6.1.2.1 La compañía elaborará el plan del reconocimiento del CAS en colaboración con la OR. La Administración podrá participar en la elaboración de dicho plan, si lo estima necesario. La OR deberá estar plenamente convencida de que el plan del reconocimiento se ajusta a las prescripciones del párrafo 6.2.2 antes de que dé comienzo el reconocimiento CAS. El reconocimiento CAS no comenzará hasta que se haya acordado el plan del reconocimiento.

6.1.2.2 El cuestionario para la planificación del reconocimiento se ajustará al modelo que figura en el apéndice 2.

6.2. Documentación del plan del reconocimiento.

6.2.1 Al elaborar el plan del reconocimiento, se recopilará y examinará la siguiente información con miras a determinar los tanques, zonas y elementos estructurales que han de ser examinados:

1. información básica sobre el buque y situación con respecto a los reconocimientos;
2. planos estructurales principales de los tanques de carga y de lastre (dibujos de escantillones), incluida la información relativa al uso de acero de gran resistencia a la tracción;
3. informe sobre la evaluación del estado del buque elaborado conforme a lo dispuesto en el anexo 9 del anexo B de la resolución A.744(18), enmendada y, cuando proceda, los informes finales anteriores del CAS;
4. informes sobre las mediciones de espesores;
5. historial de reparaciones y averías anteriores pertinentes del buque;
6. informes pertinentes de los reconocimientos e inspecciones anteriores realizados tanto por la OR como por la compañía;
7. historial de la carga y del lastre de los tres últimos años, incluidos los datos relativos al transporte de carga calentada;
8. pormenores de la planta de gas inerte y de los procedimientos de limpieza de los tanques, según lo indicado en el cuestionario del plan del reconocimiento;
9. información relativa a la transformación o modificación de los tanques de carga y de lastre del buque desde el momento de su construcción, y cualquier otro dato pertinente al respecto;
10. descripción e historial del revestimiento y del sistema de protección contra la corrosión (incluidos los ánodos y anotaciones previas de la sociedad de clasificación), de haberlos;
11. inspecciones realizadas por el personal de la compañía durante los tres últimos años con respecto a lo siguiente:
 1. deterioro estructural en general.
 2. fugas en los contornos de los tanques y tuberías.
 3. estado del revestimiento y del sistema de protección contra la corrosión (incluidos los ánodos), de haberlos;
12. información relativa al nivel de mantenimiento pertinente durante la explotación, incluidos:
 1. los informes de inspección en relación con la supervisión por el Estado rector del puerto que incluyan deficiencias en el casco;
 2. los casos de incumplimiento del sistema de gestión de la seguridad en relación con el mantenimiento del casco, incluidas las correspondientes medidas correctivas; y
13. toda otra información que ayude a identificar las zonas sospechosas y las zonas estructurales críticas.

6.2.2 El plan del reconocimiento incluirá toda información que permita la ejecución eficaz y con éxito del reconocimiento CAS y contendrá las prescripciones relativas a los reconocimientos minuciosos y las mediciones de espesores. El plan del reconocimiento incluirá lo siguiente:

1. información básica sobre el buque y pormenores de éste;
2. planos estructurales principales de los tanques de carga y de lastre (dibujos de escantillones), incluida la información relativa al uso de acero de gran resistencia a la tracción;
3. disposición de los tanques;
4. lista de los tanques con información sobre su uso, extensión de los revestimientos y sistemas de protección contra la corrosión;
5. condiciones para el reconocimiento (por ejemplo, información sobre la limpieza, desgasificación, ventilación, iluminación, etc., de los tanques);
6. disposiciones y métodos para acceder a estructuras;
7. equipo para reconocimientos;
8. selección de los tanques y zonas para el reconocimiento minucioso;
9. designación de los tanques para las pruebas con arreglo al anexo 3 del anexo B de la resolución A.744(18), enmendada;
10. selección de las zonas y secciones para las mediciones de espesores;
11. identificación de la firma de medición de espesores (TM);
12. experiencia de averías en relación con el buque de que se trate; y
13. zonas estructurales críticas y zonas sospechosas, cuando sea pertinente.

6.2.3 El Plan del reconocimiento se elaborará utilizando el modelo de Plan del reconocimiento CAS que figura en el Apéndice 3.

6.3. Documentación que procede llevar a bordo.

6.3.1 La compañía se asegurará de que, además del plan del reconocimiento acordado, todos los demás documentos utilizados en la elaboración de dicho plan, a los que se hace referencia en el párrafo 6.2.1, están disponibles a bordo en el momento del reconocimiento CAS.

6.3.2 Antes del comienzo de cualquier parte del reconocimiento CAS, el inspector o inspectores que participen en el reconocimiento examinarán la documentación existente a bordo y se cerciorarán de que está completa, y analizarán su contenido para asegurarse de que el plan del reconocimiento sigue siendo pertinente.

6.4. Realización del reconocimiento CAS.

6.4.1 Las condiciones para la realización del reconocimiento CAS, las condiciones y el método de acceso a las estructuras, el equipo necesario para el reconocimiento CAS y el sistema de comunicaciones implantado durante dicho reconocimiento cumplirán las prescripciones obligatorias para la realización del reconocimiento CAS en condiciones de seguridad que figuran en el Apéndice 4.

7. PRESCRIPCIONES RELATIVAS AL RECONOCIMIENTO CAS.

7.1. Generalidades.

7.1.1 Antes del comienzo de cualquier parte del reconocimiento CAS, tendrá lugar una reunión entre el inspector o inspectores participantes, el representante o representantes de la compañía que asistan al reconocimiento, el personal de la compañía de medición de espesores (según proceda) y el capitán del buque, con la finalidad de asegurarse de que todas las medidas previstas en el plan del reconocimiento han sido debidamente puestas en práctica para garantizar que la labor de reconocimiento se lleva a cabo de manera eficaz y en condiciones de seguridad.

7.1.2 El reconocimiento CAS será efectuado, como mínimo, por dos inspectores exclusivos de la OR con la debida competencia. Durante la medición de espesores estará presente a bordo un inspector competente de la OR para supervisar el proceso.

7.1.3 La OR designará al inspector o inspectores y al resto del personal que vaya a encargarse del CAS de cada buque y mantendrá registros a este efecto. El inspector o inspectores competentes tendrán pruebas documentales de que poseen experiencia en la realización de reconocimientos intermedios o de renovación de conformidad con lo dispuesto en el Programa mejorado de reconocimientos para buques tanque. Asimismo, todo el personal de la OR al que vaya a asignarse funciones en relación con el CAS deberá completar un programa adecuado de formación y familiarización con anterioridad a la asignación de dichas funciones, a fin de que la OR pueda garantizar la aplicación coherente y uniforme del CAS. La Administración exigirá a la OR que mantenga un registro de la titulación y experiencia de los inspectores y de cualquier otro personal asignado a las tareas del CAS. La Administración exigirá a la OR que vigile el rendimiento del personal que haya participado de una forma u otra en la ejecución del Plan, y que a tal fin mantenga el debido registro.

7.1.4 Cuando el reconocimiento CAS se divida entre varias estaciones de reconocimiento, se pondrá a disposición de los inspectores participantes en la próxima estación de reconocimiento una lista de los puntos examinados y se indicará si se ha completado el reconocimiento CAS, antes de proseguir el reconocimiento.

7.1.5 Cuando los inspectores participantes consideren necesario efectuar reparaciones, se indicará en una lista numerada cada pieza que deba repararse. Siempre que se lleven a cabo reparaciones, deberán documentarse los detalles de la misma refiriéndose específicamente a las piezas de la lista numerada.

7.1.6 Cuando los inspectores participantes consideren que es aceptable postergar una reparación del casco más allá de una fecha anteriormente fijada, dicha decisión no deberá dejarse exclusivamente a la discreción de los inspectores participantes. En tales circunstancias, deberá consultarse a la sede o al centro regional de la OR, que deberá aprobar la medida recomendada.

7.1.7 El reconocimiento CAS no estará completo a menos que todas las recomendaciones y condiciones de la sociedad de clasificación que guarden relación con las estructuras del casco inspeccionadas en el reconocimiento CAS se hayan rectificado de manera satisfactoria a juicio de la OR.

7.2. Alcance de los reconocimientos generales y minuciosos.

7.2.1 Reconocimiento general.

Durante el reconocimiento CAS se realizará un reconocimiento general de todos los espacios indicados en el párrafo 5.2.

7.2.2 Reconocimiento minucioso.

En el siguiente cuadro figuran las prescripciones para los reconocimientos minuciosos durante el reconocimiento CAS:

Cuadro 7.2.2

Prescripciones del reconocimiento minucioso
Todos los anillos de bulárcama - de todos los tanques de lastre (véase la nota 1)
Todos los anillos de bulárcama - de un tanque lateral de carga (véase la nota 1)
30%, como mínimo, de todos los anillos de bulárcama - de cada uno de los tanques laterales de carga restantes.
Todos los mamparos transversales -de todos los tanques de carga y de lastre (véase la nota 2)
30%, como mínimo, de los baos reforzados y varengas, incluidos los miembros estructurales adyacentes - de cada tanque central de carga.
Otros anillos de bulárcama transversales completos o baos reforzados y varengas, incluidos los miembros estructurales adyacentes, que considere necesarios el inspector

Notas:

1. Anillo de bulárcama transversal completo, incluidos los miembros estructurales adyacentes.
2. Mamparo transversal completo, incluidas las vagras y los sistemas de soporte y miembros adyacentes.
3. El 30 % se redondeará hasta el siguiente número íntegro.

7.2.3 Los inspectores participantes podrán ampliar el alcance del reconocimiento minucioso si lo consideran necesario, teniendo en cuenta el plan del reconocimiento, el estado de los tanques inspeccionados, el estado del sistema de prevención de la corrosión, y también lo siguiente:

1. toda información de que se disponga sobre las zonas estructurales críticas;
2. tanques que tengan estructuras con escantillones reducidos junto con un sistema de prevención de la corrosión aprobado por la OR.

7.2.4 En aquellas zonas de los tanques en que los revestimientos estén en BUEN estado, el alcance de los reconocimientos minuciosos conforme a lo dispuesto en el párrafo 7.2.2 podrá ser objeto de una decisión especial de la OR. No obstante, en todos los casos se realizarán reconocimientos minuciosos suficientes que confirmen el estado medio real de la estructura y que permitan tomar nota de las disminuciones máximas observadas en la estructura.

7.3. Alcance de la medición de espesores.

7.3.1 La medición de espesores se registrará utilizando los cuadros que figuran en el apéndice 2 del anexo 10 del anexo B de la resolución A.744 (18), enmendada. Es recomendable archivar estos registros por medios electrónicos.

7.3.2 La medición de espesores se llevará a cabo antes o, en la medida de lo posible, al mismo tiempo que el reconocimiento minucioso.

7.3.3 En el siguiente cuadro figuran las prescripciones mínimas aplicables a la medición de espesores en el reconocimiento CAS:

Cuadro 7.3.3

Prescripciones aplicables a la medición de espesores	
1	En la zona de la carga: <ol style="list-style-type: none">1. Cada plancha de la cubierta2. Tres secciones transversales3. Cada plancha del fondo
2	Medición de miembros estructurales sujetos a reconocimientos minuciosos de conformidad con el párrafo 7.2.2, para su evaluación general y registro del tipo de corrosión
3	Zonas sospechosas
4	Determinadas tracas de la obra viva y de la obra muerta situadas fuera de la zona de la carga
5	Todas las tracas de la obra viva y de la obra muerta en la zona de la carga
6	Estructura interna de los tanques del pique de proa y de popa
7	Todas las planchas de la cubierta principal expuestas fuera de la zona de la carga y todas las planchas expuestas de la cubierta de las superestructuras del primer nivel

7.3.4 En aquellos lugares que sufran corrosión importante se aumentará el alcance de la medición de espesores de conformidad con lo dispuesto en el anexo 4 del anexo B de la resolución A.744 (18), enmendada.

7.3.5 Además, la medición de espesores se podrá ampliar según juzguen necesario los inspectores participantes.

7.3.6 En aquellas zonas de los tanques en que los revestimientos estén en BUEN estado, el alcance de la medición de espesores conforme a lo dispuesto en el párrafo 7.3.3 podrá ser objeto de una decisión especial de la OR. No obstante, en todos los casos se tomarán suficientes mediciones de espesores para confirmar el estado medio real y la disminución máxima observada de la estructura.

7.3.7 La medición de espesores será suficiente para poder realizar los cálculos de resistencia de reserva de conformidad con lo dispuesto en el anexo 12 del anexo B de la resolución A.744 (18), enmendada.

7.3.8 Se elegirán las secciones transversales donde se sospeche que tienen lugar las disminuciones máximas o donde esto sea observado mediante la medición del espesor de las planchas de cubierta. Por lo menos una de las secciones transversales incluirá un tanque de lastre situado en una sección central del buque, a la distancia máxima de 0,5L.

8. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN.

Los criterios de aceptación para el CAS serán los que figuran en la resolución A.744 (18), enmendada.

9. INFORMES SOBRE LOS RECONOCIMIENTOS CAS.

9.1. Deberá elaborarse un informe sobre el reconocimiento CAS. En dicho informe se indicará la fecha, el lugar y, cuando proceda, si el reconocimiento se realizó en dique seco, a flote o en el mar. Cuando el reconocimiento se efectúe en diferentes estaciones de reconocimiento, habrá de elaborarse un informe para cada parte del reconocimiento.

9.2 Los informes del reconocimiento CAS, así como las medidas adoptadas, forzarán un expediente verificable que se pondrá a disposición de la Administración, si ésta lo solicita.

9.3 Cada uno de esos informes incluirá, además, los siguientes elementos:

1. Alcance del reconocimiento:
 1. identificación de los espacios en los que se ha efectuado un reconocimiento general;
 2. identificación de los lugares en cada espacio en los que se ha efectuado un reconocimiento minucioso, así como de los medios utilizados para acceder a ellos; y
 3. identificación de los espacios, y de los lugares en cada espacio, en los que se han efectuado mediciones de espesores; y
2. Resultados del reconocimiento:
 1. extensión y estado del revestimiento en cada espacio. Identificación de los espacios provistos de ánodos y estado general de los ánodos;
 2. informe sobre el estado estructura; de cada espacio que incluirá información sobre los siguientes aspectos, según proceda:
 1. corrosión (ubicación y tipo, indicando la existencia de ranuras, picaduras, etc.);
 2. grietas (ubicación, descripción y extensión);
 3. pandeo (ubicación, descripción y extensión);
 4. hendeduras (ubicación; descripción y extensión); y
 5. zonas que presentan corrosión importante; y
3. Medidas adoptadas en relación con las conclusiones:
 1. información sobre las reparaciones efectuadas en miembros estructurales de los espacios indicados, incluidos el método de reparación y el alcance de ésta; y
 2. lista de elementos que hay que mantener en observación para planificar las inspecciones y los reconocimientos futuros, incluida la medición de espesores.

9.4 Si no se detectan deficiencias, habrá que indicarlo en el informe correspondiente a cada espacio.

9.5 El texto del informe irá acompañado de fotografías que ilustren el estado general de cada espacio, y también de fotografías o esbozos representativos de cualquiera de los elementos antes mencionados.

9.6 El inspector participante verificará y refrendará el informe sobre las mediciones de espesores.

9.7 Los inspectores participantes firmarán el informe sobre el reconocimiento.

10. INFORME FINAL DEL CAS PARA LA ADMINISTRACIÓN.

10.1. Examen del CAS por la OR.

10.1.1 La OR llevará a cabo en su sede un examen de verificación de los informes sobre los reconocimientos, los documentos, fotografías y otros datos relacionados con el CAS, tal como se indica en la sección 9, con el fin de determinar y confirmar que se han cumplido las prescripciones del CAS.

10.1.2 Las personas que realicen ese examen no estarán relacionadas en modo alguno con el reconocimiento CAS de que se trate.

10.2. Informe final del CAS para la Administración.

10.2.1 La OR elaborará un informe final del CAS para la Administración al concluir el reconocimiento CAS y tras el examen de los informes sobre los reconocimientos realizados en la sede de la OR, tal como se indica en el párrafo 10.1.1.

10.2.2 La OR presentará el informe final del CAS a la Administración sin demora y en todo caso a más tardar dos meses antes de la fecha en que se deba expedir al buque una declaración de cumplimiento.

10.2.3 El informe final del CAS incluirá, como mínimo:

1. los siguientes datos de carácter general:
 - Nombre del buque
 - Número IMO
 - Estado de abanderamiento
 - Puerto de matrícula
 - Arqueo bruto
 - Peso muerto (toneladas métricas)
 - Calado correspondiente a la línea de carga de verano
 - Fecha de entrega
 - Categoría del buque
 - Fecha de cumplimiento de lo dispuesto en la regla 13F
 - Compañía
 - Referencia para la identificación del informe
2. un resumen en el que se indique el lugar y la fecha del reconocimiento, cómo se realizó y quién lo hizo;
3. una relación de toda la documentación pertinente, incluido el plan del reconocimiento;
4. una declaración sobre el estado del sistema o sistemas de prevención de la corrosión utilizados en los espacios;
5. una relación de todos los informes sobre medición de espesores;
6. un resumen de las conclusiones de los reconocimientos generales;
7. un resumen de las conclusiones de todos los reconocimientos minuciosos;
8. un resumen de las reparaciones efectuadas en el casco;
9. la identificación de todas las zonas en que se haya detectado corrosión importante, con su ubicación, extensión y estado;
10. un resumen de los resultados de la evaluación de mediciones de espesores en el que se indiquen las zonas y secciones en las que se efectuaron dichas mediciones;
11. una evaluación de la resistencia estructural del buque y la valoración del cumplimiento de los criterios de aceptación indicados en la sección 8;
12. una declaración indicando si se han cumplido todas las prescripciones aplicables del CAS;
13. una recomendación a la Administración acerca de si se debe permitir que el buque continúe operando hasta la fecha prevista en la regla 13G a efectos del cumplimiento con las prescripciones de la regla 13F o durante el periodo de validez del CAS, si éste es anterior; y
14. conclusiones.

11. VERIFICACIÓN DEL CAS POR LA ADMINISTRACIÓN.

11.1 La Administración, además de las instrucciones que pueda haber dado a la OR a la que haya autorizado para efectuar los reconocimientos del programa mejorado de reconocimientos, dará a esa OR y a las compañías que exploten buques petroleros de categoría 1 y categoría 2 que enarboleden su pabellón, instrucciones que permitan a dicha Administración supervisar ella misma la eficacia del CAS y verificar su cumplimiento.

11.2 La administración, con objeto de garantizar la aplicación uniforme y coherente del CAS, establecerá, como mínimo, procedimientos que le permitan:

1. aplicar las prescripciones del CAS;
2. supervisar la labor relativa al CAS que la OR realiza en su nombre;
3. examinar el informe final del CAS;

4. examinar casos de buques que se hayan propuesto para una nueva evaluación del CAS; y
5. expedir la declaración de cumplimiento.

11.3 La Administración examinará el informe final del CAS antes de expedir la declaración de cumplimiento, registrará y documentará los resultados y conclusiones del examen y su decisión de aceptar o rechazar el informe final del CAS, y establecerá un registro del examen.

11.4 La Administración se cerciorará de que toda persona asignada a las tareas de supervisar la ejecución del CAS o examinar el informe final del CAS:

1. cuenta con la competencia y experiencia exigidas por la Administración;
2. recibe órdenes directas de la Administración; y
3. no tiene ningún tipo de relación con la OR que haya llevado a cabo el reconocimiento del CAS objeto de examen.

12. NUEVA EVALUACIÓN DE BUQUES QUE NO HAYAN SUPERADO LAS PRESCRIPCIONES DEL CAS.

12.1 Un buque que, a juicio de la Administración, no haya satisfecho las prescripciones del CAS, podrá ser sometido a una nueva revisión. En tal caso, será necesario analizar las deficiencias que condujeron a la Administración a no expedir la declaración de cumplimiento y, posteriormente, se analizarán las medidas correctivas adoptadas para subsanar tales deficiencias, a fin de determinar si se han cumplido las prescripciones del CAS.

12.2 Como regla de carácter general, la nueva evaluación será realizada por la OR y por la Administración que habían efectuado el reconocimiento CAS anterior.

12.3 Si un buque que no haya superado el reconocimiento CAS cambia de pabellón, la nueva Administración pedirá a la anterior, de conformidad con lo dispuesto en la regla 8.3, que le remita copias de la documentación del CAS relativa al buque, con el fin de determinar si se han subsanado las deficiencias que condujeron a la Administración anterior a no expedir la declaración de cumplimiento al buque y si el CAS se aplica de manera uniforme y coherente.

12.4 Como regla de carácter general, la nueva evaluación se realizará lo antes posible y en todos los casos, de acuerdo a lo dispuesto en el párrafo 5.3, a más tardar seis meses después de la fecha en la cual la Administración decidió no expedir la declaración de cumplimiento al buque.

13. DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO.

13.1 La Administración, de conformidad con sus procedimientos, expedirá una declaración de cumplimiento a cada buque que, a criterio de dicha Administración, haya superado el reconocimiento CAS.

13.2 La declaración de cumplimiento se redactará en el idioma oficial de la Administración expedidora, según el modelo que figura en el apéndice 1. Si el idioma utilizado no es inglés, francés o español, el texto incluirá una traducción a uno de estos idiomas.

13.3 El original de la declaración de cumplimiento se llevará a bordo junto con el Certificado internacional de prevención de la contaminación por hidrocarburos.

13.4 También, se llevará a bordo, junto con la declaración de cumplimiento, una copia del informe final del CAS que la Administración examinó para expedir la declaración de cumplimiento y una copia del registro del examen, tal como se especifica en el párrafo 11.3.

13.5 La Administración remitirá a la OR una copia certificada de la declaración de cumplimiento y una copia del registro del examen, como se especifica en el párrafo 11.3, que se guardarán junto con el informe final del CAS.

13.6 La declaración de cumplimiento será válida, una vez terminado el reconocimiento del CAS, hasta la primera de las dos fechas siguientes:

1. la fecha en la cual el buque deba someterse:
 1. a un reconocimiento intermedio, de conformidad con la regla 4.1.c; o
 2. a un reconocimiento de renovación, de conformidad con la regla 4.1.b; o
2. la fecha en que el buque tenga que cumplir las prescripciones de la regla 13F, de conformidad con la regla 13G.

13.7 Si la declaración de cumplimiento expira antes de la fecha en que el buque tenga que cumplir las prescripciones de la regla 13F, de conformidad con la regla 13G, el buque, para poder continuar operando después de la fecha de expiración de su declaración de cumplimiento, deberá someterse a un reconocimiento de renovación del CAS de conformidad con las prescripciones de las secciones 5 a 10.

13.8 La Administración podrá considerar y reconocer que la declaración de cumplimiento de un buque sigue siendo válida y plenamente vigente si:

1. el buque se transfiere a una OR que no sea la que presentó el informe final del CAS que fue examinado y aceptado para la expedición de la declaración de cumplimiento; o
2. el buque es explotado por una compañía que no sea la que lo explotaba cuando concluyó el reconocimiento del CAS;

siempre y cuando el período de validez y los términos y condiciones para la expedición de la declaración de cumplimiento de que se trate sigan siendo los que adoptó la Administración en el momento de expedición de la declaración de cumplimiento.

13.9 Si un buque con una declaración de cumplimiento válida se transfiere al pabellón de otra Parte, la nueva Administración podrá expedir a dicho buque una nueva declaración de cumplimiento basándose en la declaración de cumplimiento expedida por la Administración anterior, a condición de que la nueva Administración:

1. solicite a la Administración anterior y reciba, de conformidad con la regla 8.3, copias de todos los documentos del CAS relativos a ese buque que la Administración anterior ha utilizado para la expedición o renovación y el mantenimiento de la validez de la declaración de cumplimiento expedida al buque en el momento de la transferencia;
2. establezca que la OR que presentó los informes finales del CAS a la Administración anterior es una OR autorizada para actuar en su nombre;
3. examine la documentación a que se hace referencia en el subpárrafo.1 y compruebe que se cumplen satisfactoriamente las prescripciones del CAS; y
4. limite el período y los términos y condiciones de validez de la declaración de cumplimiento que va a emitir a los que ya ha establecido la Administración anterior.

13.10 La Administración:

1. suspenderá y/o retirará el certificado de cumplimiento de un buque si éste deja de cumplir las prescripciones del CAS; y
2. retirará el certificado de cumplimiento de un buque si éste ya no está autorizado a enarbolar su pabellón.

14. COMUNICACIÓN DE INFORMACIÓN A LA ORGANIZACIÓN.

14.1 La Administración comunicará a la Organización:

1. los pormenores de las declaraciones de cumplimiento que expida;
2. las circunstancias de la suspensión o retirada de declaraciones de cumplimiento expedidas por ella; y
3. los pormenores de los buques a los que haya decidido no expedir una declaración de cumplimiento y los motivos pertinentes.

14.2 La Organización distribuirá dicha información a todas las Partes en el MARPOL 73/78 y mantendrá una base de datos electrónica con dicha información, a la que únicamente podrán acceder las Partes en el MARPOL 73/78.

Apéndice 1.
MODELO DE LA DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO.
DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO.

Expedida en virtud de las disposiciones del Plan de evaluación del estado del buque (CAS) adoptado por la Organización mediante la resolución MEPC.94 (46), con la autoridad conferida por el Gobierno de:

.....
(Nombre completo del país)

Datos relativos al buque

Nombre del buque.....

Número o letras distintivos.....

Puerto de matrícula.....

Arqueo bruto.....

Peso muerto (toneladas métricas).....

Número IMO.....

Categoría de buque tanque.....

SE CERTIFICA:

1. Que el buque ha sido objeto de reconocimiento de conformidad con las prescripciones del CAS (resolución MEPC.94(46));
2. Que el reconocimiento ha puesto de manifiesto que el estado de la estructura del buque es satisfactorio en todos los aspectos y que el buque cumple las prescripciones del CAS.

Esta declaración de cumplimiento es válida hasta.....

Expedida en.....
(Lugar de expedición)

.....
(Fecha de expedición)

.....
(Firma del funcionario debidamente autorizado
que expide la declaración)

(Sello o estampilla de la autoridad)

Apéndice 2.
CUESTIONARIO PARA LA PLANIFICACIÓN DEL RECONOCIMIENTO.

La información que figura a continuación permitirá a la compañía, en colaboración la OR, confeccionar un plan del reconocimiento que cumpla las prescripciones del CAS.

Es fundamental que al cumplimentar el presente formulario la compañía facilite información actualizada.

El presente cuestionario, una vez cumplimentado, incluirá toda la información y material prescritos por el CAS.

Pormenores

Nombre del buque:
 Número IMO:
 Estado de abanderamiento:
 Puerto de matrícula:
 Arqueo bruto:
 Peso muerto (toneladas métricas):
 Calado correspondiente a la línea de carga de verano:
 Fecha de entrega:
 Categoría del buque:
 Fecha de cumplimiento de lo dispuesto en la regla 13F:
 Compañía:
 Referencia para la identificación del informe:

Información sobre los medios de acceso para realizar los reconocimientos minuciosos y la medición de espesores:

Se pide a la compañía que indique en el cuadro que figura a continuación los medios de acceso a las estructuras en las que van a realizarse el reconocimiento minucioso y la medición de espesores.

Un *reconocimiento minucioso* es un reconocimiento de los elementos estructurales que se encuentran dentro del campo visual inmediato del inspector encargado, es decir, preferentemente al alcance de la mano.

	Espacios	Andamios provisionales	Balsas	Escalas	Acceso directo	Otros medios (especifíquense)
	Pique de proa					
Tanques laterales	Bajo cubierta					
	Forro del costado					
	Varenga					
	Mamparo longitudinal					
	Mamparo transversal					
Tanques centrales	Bajo cubierta					
	Varenga					
	Mamparo transversal					
Sistema de limpieza de los tanques:						
Indíquese la frecuencia del lavado de los tanques, en particular de los que no tienen revestimiento:						
Agente de lavado utilizado:		Crudos:				Si/No
		Agua de mar calentada:				Si/No
		Otro agente (especifíquese):				

Sistema de gas inerte instalado: Sí/No
Indíquese el contenido medio de oxígeno durante la inertización:
Pormenores sobre la utilización de la planta de gas inerte:

Historial de la carga transportada durante los últimos tres años. Indíquese si la carga había sido calentada

Historial del lastre durante los tres últimos años

Inspecciones realizadas por la compañía

Usando un formato semejante al del cuadro que figura a continuación (proporcionado a modo de ejemplo), la compañía facilitará pormenores de los resultados de sus inspecciones durante los últimos tres años de todos los tanques de CARGA y LASTRE y de los espacios VACÍOS de la zona de la carga, de conformidad con las prescripciones de la resolución A.744 (18), enmendada, y del CAS.

Espacios (indicar número de cuadernas y si están a babor o estribor)	Protección contra la corrosión (1)	Extensión del revestimiento (2)	Estado del revestimiento (3)	Deterioro estructural (4)	Historial de los tanques (5)
Tanques de carga centrales:					
Tanques de carga laterales:					

Tanques de decantación:					
Tanques de lastre:					
Pique de popa					
Pique de proa					
Otros espacios:					

* Indíquense los tanques que se utilizan para hidrocarburos/lastre.

1. RD = Revestimiento duro; RB = Revestimiento blando; A = Ánodos; SP = Sin protección.
2. S = Parte superior; M = Sección media; I = Parte inferior; C = Completo.
3. B = Bueno; R - Regular; D = Deficiente; NR = Nuevo revestimiento.
4. N = No se han registrado resultados; S = Se han registrado resultados. La descripción de éstos se adjuntará al cuestionario.
5. DR = Daños y reparaciones
F = Fugas
Tr = Transformación
SPC = Sistema de protección contra la corrosión (se adjuntarán los informes)

Compañía:
Nombre/Firma:
Fecha:

Informes sobre las inspecciones realizadas en el marco de la supervisión por el Estado rector del puerto

Relación de los informes de las inspecciones realizadas en el marco de la supervisión por el Estado rector del puerto donde se describan las deficiencias relacionadas con el casco y se incluya la información pertinente sobre las deficiencias:

Sistema de gestión de la seguridad

Relación de los casos de incumplimiento relacionados con el mantenimiento del casco, incluidas las correspondientes medidas correctivas:

Nombre de la compañía de medición de espesores (TM):

Apéndice 3.
Modelo del Plan del reconocimiento CAS.

Información básica y pormenores:

Nombre del buque:
Número IMO:
Estado de abanderamiento:
Puerto de matrícula:
Arqueo bruto:
Peso muerto (toneladas métricas):
Eslora entre perpendiculares (m):
Manga (m):
Puntal (m):
Calado correspondiente a la línea de carga de verano (m):
Constructor del buque:
Número del casco:
Organización reconocida (OR):
Identidad de la OR:
Anotación de la sociedad de clasificación:
Fecha de entrega:
Categoría del buque (1 ó 2):
Fecha de cumplimiento de lo dispuesto en la regla 13F:
Compañía:
Compañía encargada de la medición de espesores:

1. Preámbulo.

1.1 Ámbito de aplicación.

1.1.1 El actual Plan del reconocimiento CAS comprende el alcance mínimo de los reconocimientos generales, los reconocimientos minuciosos, la medición de espesores y las pruebas de presión dentro de la zona de carga y los tanques de lastre, incluidos los de los piques de proa y de popa, exigidos en el CAS adoptado mediante la resolución MEPC.94(46), enmendada por la resolución MEPC.98(48), en relación con este buque.

1.1.2 Los aspectos prácticos de cualquier parte del reconocimiento CAS deberán ser aceptables para el inspector(es) que efectúe(n) el reconocimiento.

1.2 Documentación.

Todos los documentos utilizados en la elaboración del Plan del reconocimiento CAS estarán disponibles a bordo durante dicho reconocimiento, según lo prescrito en el párrafo 6.3.1 del CAS.

2. Disposición de los tanques.

En esta sección del Plan se proporcionará información (en forma de planos o de texto) sobre la disposición de los tanques comprendidos en el ámbito de aplicación del reconocimiento CAS.

3. Lista de tanques con información sobre su uso, la extensión del revestimiento y el sistema de protección contra la corrosión.

En esta sección del Plan se indicarán los cambios relativos a la información (y actualizaciones) sobre la utilización de los tanques del buque, la extensión de los revestimientos y el sistema de protección contra la corrosión de acuerdo con el cuestionario para la planificación del reconocimiento.

4. Condiciones para el reconocimiento (por ejemplo, información relativa a la limpieza de tanques, la desgasificación, la ventilación, la iluminación, etc.).

En esta sección del Plan se indicarán los cambios relativos a la información (y actualizaciones) sobre las condiciones para el reconocimiento de acuerdo con el cuestionario para la planificación del reconocimiento.

5. Disposiciones y métodos de acceso a las estructuras.

En esta sección del Plan se indicarán los cambios relativos a la información (y actualizaciones) sobre las disposiciones y métodos de acceso a las estructuras, que figuran en el cuestionario para la planificación del reconocimiento.

Las prescripciones obligatorias para la realización del reconocimiento CAS en condiciones de seguridad figuran en el apéndice 4 del presente Plan.

6. *Lista del equipo necesario para el reconocimiento* (que deberá proporcionar la Compañía, con aportaciones de la Organización reconocida, siempre que sea necesario).

En esta sección del Plan se indicarán y enumerarán los componentes del equipo disponible para la ejecución del reconocimiento CAS y la medición de espesores exigida.

7. Prescripciones relativas al reconocimiento.

7.1 Reconocimiento general.

Prescripciones del CAS:

En el párrafo 7.2.1 (y 5.2) del CAS se prescribe someter a reconocimiento general todas las estructuras del casco en la zona de los tanques de carga, las cámaras de bombas, los conferdanes, los túneles de tuberías, los espacios vacíos situados en la zona de la carga y todos los tanques de lastre.

El Plan:

En esta sección del Plan se identificarán y enumerarán los espacios que deben someterse a un reconocimiento general en relación con este buque.

7.2 Reconocimiento minucioso.

Prescripciones del CAS:

En el párrafo 7.2.2 (y en el cuadro 7.2.2) del CAS se establecen las estructuras del casco que deberán someterse a un reconocimiento minucioso, a saber:

Prescripciones aplicables al reconocimiento minucioso
Todos los anillos de bulárcama de todos los tanques de lastre (véase la nota 1).
Todos los anillos de bulárcama - de un tanque lateral de carga (véase la nota 1).
30 %, como mínimo, de todos los anillos de bulárcama - de cada uno de los tanques laterales de carga restantes (véanse las notas 1 y 3).
Todos los mamparos transversales - de todos los tanques de carga y de todos los tanques de lastre (véase la nota 2).
30 %, como mínimo, de los baos reforzados y varengas, incluidos los miembros estructurales adyacentes - de cada tanque central de carga (véase la nota 3).
Otros anillos de bulárcamas transversales completas o baos reforzados y varengas, incluidos los miembros estructurales adyacentes, que considere necesario el inspector.

Notas:

1. Anillo de bulárcama transversal completo, incluidos los miembros estructurales y adyacentes.
2. Mamparo transversal completo, incluidas las vagras, los sistemas de soporte y los miembros adyacentes.
3. El 30 % se redondeará hasta el siguiente número íntegro.

Asimismo, en los párrafos 7.2.3 y 7.2.4 del CAS se incluye orientación adicional en cuanto al alcance y el ámbito de aplicación del reconocimiento minucioso.

El Plan:

En esta sección del Plan se identificarán y enumerarán, según lo dispuesto en el párrafo 7.2.2 (y en el cuadro 7.2.2) del CAS, las estructuras del casco de este buque que deberán someterse a un reconocimiento minucioso, y en particular:

1. Se identificará el tanque lateral de carga en el que todos los anillos de bulárcama deberán someterse a un reconocimiento minucioso y se indicará el número de anillos de bulárcama de que se trate;
2. se identificará el resto de los tanques laterales de carga en los que, al menos, un 30 % de los anillos de bulárcama deberán someterse a un reconocimiento minucioso, y se indicará, en relación con cada uno de los tanques, el número de anillos de bulárcama de que se trate; y
3. se identificarán los tanques centrales de carga en los que, al menos, un 30 % de los baos reforzados y varengas, incluidos los miembros estructurales adyacentes, de cada tanque central de carga deberán someterse a un reconocimiento minucioso, y se indicará en relación con cada uno de dichos tanques el número de baos reforzados y de varengas, incluidos los miembros estructurales adyacentes de que se trate.

8. Identificación de los tanques que se someterán a la prueba de tanques.

Prescripciones del CAS:

En el párrafo 6.2.2.9 del CAS se dispone que la designación de los tanques para las pruebas se hará con arreglo al anexo 3 del anexo B de la resolución A.744 (18), enmendada.

El Plan:

En esta sección del Plan se indicarán y enumerarán los tanques que deberán someterse a prueba en este buque.

9. Identificación de las zonas y secciones que se someterán a la medición de espesores.

Prescripciones del CAS:

En el párrafo 7.3.3 (y en el cuadro 7.3.3) del CAS se especifican las prescripciones mínimas aplicables a la medición de espesores en el reconocimiento CAS, a saber:

Prescripciones aplicables a la medición de espesores
1. En la zona de la carga: 1 Cada plancha de la cubierta. 2 Tres secciones transversales. 3 Cada plancha del fondo.
2. Medición de los miembros estructurales sujetos a reconocimientos minuciosos de conformidad con el cuadro anterior (para el reconocimiento minucioso), para su evaluación general y el registro del tipo de corrosión.
3. Zonas sospechosas.
4. Determinadas tracas de la obra viva y de la obra muerta situadas fuera de la zona de la carga.
5. Todas las tracas de la obra viva y de la obra muerta en la zona de la carga.
6. Estructura interna de los tanques de pique de proa y de popa.
7. Todas las planchas de la cubierta principal expuestas fuera de la zona de la carga y todas las planchas expuestas de la cubierta de las superestructuras del primer nivel.

Notas orientativas:

1. El(los) inspector(es) que efectúe(n) el reconocimiento podrá(n) ampliar el alcance de la medición de espesores si lo considera(n) necesario (véase el párrafo 7.3.5 del CAS).
2. En la medición de espesores se elegirán las secciones transversales donde se espere encontrar una mayor reducción del material o se constata que eso ha ocurrido, tras la medición de las chapas de cubierta (véase la sección 7.3.8 del CAS).
3. En los lugares en los que se haya descubierto una corrosión importante, el alcance de la medición de espesores aumentará en consecuencia (véase el párrafo 7.3.4 del CAS).

Además, en los párrafos 7.3.4 a 7.3.8 del CAS se proporciona mayor orientación sobre el aumento y el alcance de la medición de espesores.

El Plan:

En esta sección del Plan se indicarán y enumerarán, de acuerdo con el párrafo 7.3.3 (y el Cuadro 7.3.3) del CAS, las zonas y secciones en las que deberá efectuarse la medición de espesores.

10. Materiales del casco (especificados por la Organización reconocida).

En esta sección del Plan se identificarán, con un formato similar al del cuadro que figura a continuación, los materiales utilizados en las estructuras del casco que pertenecen al ámbito de competencia del CAS, con objeto de proporcionar una referencia concisa.

Localización	Plancha	Longitudinales y refuerzos	Vagras longitudinales/Tranconiles	Vagras transversales/Bulárcamas/Tranconiles/Varengas
Cubierta				
Fondo				
Doble fondo				
Forro exterior del costado				
Mamparos longitudinales				
Mamparos transversales				
Pique de proa				
Pique de popa				

Notas orientativas:

1. La clase de material será acero suave (MS) siempre que no se indique otro diferente.
2. La clase de material representada por HTS indica acero de gran resistencia a la tracción; SS indica acero inoxidable; y CS indica acero chapado.
3. En caso de que sea necesario efectuar reparaciones, deberán verificarse en los planos la clase y el tipo de los materiales, así como la magnitud de la reparación.

11. *Espesor mínimo de las estructuras del casco* (especificado por la Organización reconocida).

En esta sección del Plan se especificarán los espesores mínimos* correspondientes a las estructuras del casco de este buque sujetas al CAS [indicándose a o b, si se dispone de tal información]:

- a. determinados a partir del cuadro adjunto* sobre los márgenes de deterioro permisibles y el espesor original de acuerdo con los planos de la estructura del casco del buque.
- b. según el cuadro siguiente:

Zona o Localización	Espesor original (mm)	Espesor mínimo (mm)	Espesor de la corrosión importante (mm)
Cubierta.			
Planchas.			
Longitudinales.			
Vagras longitudinales.			
Fondo.			
Planchas.			
Longitudinales.			
Vagras longitudinales.			
Costado del buque.			
Planchas.			
Longitudinales.			
Vagras longitudinales.			
Mamparo longitudinal.			
Planchas.			
Longitudinales.			

Vagras longitudinales.			
Forro interior.			
Planchas.			
Longitudinales.			
Vagras longitudinales.			
Mamparos transversales.			
Chapas.			
Refuerzos.			
Bulárcamas transversales, varengas y trancaniles.			
Planchas.			
Bridas.			
Refuerzos.			
Tirantes.			
Bridas.			
Bulárcamas.			

* Los cuadros sobre los márgenes de deterioro permisibles deberán adjuntarse al Plan del reconocimiento CAS.

12. Compañía de medición de espesores (tm).

En esta sección del Plan se identificarán los cambios, si los hubiere, relacionados con la información sobre la Compañía que efectúa la medición de espesores que figure en el cuestionario para la planificación del reconocimiento.

13. Historial de averías del buque.

En esta sección del Plan, de acuerdo con los cuadros que figuran a continuación, se proporcionarán los pormenores de las averías sufridas en el casco en la zona de la carga y en la zona de los tanques de lastre y los espacios vacíos dentro de la zona de la carga, durante los tres últimos años como mínimo. Dichas averías están sujetas al reconocimiento CAS.

Averías en el casco de este buque seleccionadas por su localización

(información proporcionada por la Compañía y complementada por la Organización reconocida, cuando sea necesario)

Número del tanque o zona	Posible causa, si se conoce	Descripción de las averías	Localización	Reparación	Fecha de la reparación

Las averías sufridas en el casco de buques gemelos o de proyecto similar (si se dispone de esa información) en caso de que la avería esté relacionada con el proyecto del buque

(Información proporcionada por la Compañía y complementada por la Organización reconocida, cuando sea necesario)

Número del tanque o zona	Posible causa, si se conoce	Descripción de las averías	Localización	Reparación	Fecha de la reparación

14. Zonas en las que se ha identificado una corrosión importante en reconocimientos anteriores (información proporcionada por la organización reconocida).

En esta sección del Plan se identificarán y enumerarán las zonas en las que se haya encontrado una corrosión importante en reconocimientos anteriores.

15. Zonas estructurales críticas y zonas sospechosas (información proporcionada por la Compañía y complementada por la Organización reconocida, cuando sea necesario).

En esta sección del Plan se indicarán y enumerarán las zonas estructurales críticas y las zonas sospechosas cuando se disponga de información al respecto.

16. Otra información y observaciones pertinentes (información proporcionada por la Compañía y complementada por la Organización reconocida).

En esta sección del Plan se proporcionará información y se formularán las observaciones pertinentes en cuanto al reconocimiento CAS.

Apéndices.

Apéndice 1. Lista de planos.

En el párrafo 6.2.2.2 del CAS se prescribe la provisión de los planos estructurales principales de los tanques de carga y de los tanques de lastre (dibujos de escantillones), incluida la información relativa al uso de acero de gran resistencia a la tracción (HTS).

En este apéndice del Plan se identificarán y enumerarán los planos estructurales principales adjuntos al Plan, que forman parte del mismo.

Apéndice 2. Cuestionario sobre la planificación del reconocimiento.

El cuestionario sobre la planificación del reconocimiento, presentado por la Compañía, se adjuntará al Plan.

Apéndice 3. Prescripciones obligatorias para la realización del reconocimiento CAS en condiciones de seguridad.

La prescripción obligatoria para la realización del reconocimiento CAS en condiciones de seguridad, que figura en el apéndice 4, deberá adjuntarse al Plan.

Apéndice 4. Calendario del CAS.

El calendario del CAS deberá adjuntarse al Plan.

Apéndice 5. Otra documentación.

En esta parte del Plan se indicará y enumerará el resto de la documentación que forma parte de él.

Preparado en nombre de la Compañía por

.....

Fecha:

.....
(Nombre y firma del representante autorizado)

Revisado por la Organización reconocida en cumplimiento de lo dispuesto en el párrafo 62.2 del CAS.

Fecha:

.....
(Nombre y firma del representante autorizado)

Apéndice 4.

Prescripciones obligatorias para la realización del reconocimiento CAS en condiciones de seguridad.

1. Generalidades.

1.1. Las presentes prescripciones obligatorias se han elaborado para facilitar la realización de los reconocimientos CAS en condiciones de seguridad, y si bien en ellas se hace referencia expresa a dichos reconocimientos y al (los) inspector(es) que los lleva(n) a cabo, también pueden utilizarse en relación con cualquier tipo de medición de espesores que exija el CAS.

2. Condiciones para el reconocimiento.

2.1 La Compañía deberá proporcionar los medios necesarios para la ejecución del reconocimiento CAS en condiciones de seguridad.

2.2 En los casos en que los inspectores que llevan a cabo el reconocimiento juzguen que las disposiciones sobre seguridad y acceso requerido no son satisfactorias, no se procederá a efectuar el reconocimiento CAS de los espacios de que se trate.

2.3 A fin de permitir que los inspectores efectúen el reconocimiento CAS, la Compañía y la Organización reconocida deberán convenir las disposiciones necesarias para el acceso adecuado y en condiciones de seguridad.

2.4 En el cuestionario para la planificación del reconocimiento figuran los pormenores relativos a los medios de acceso.

2.5 El acceso a los tanques y los espacios deberá reunir condiciones de seguridad. Dichos tanques y espacios estarán libres de gas y ventilados. Antes de entrar en un tanque, en un espacio perdido o en un espacio cerrado, deberá verificarse que la atmósfera del tanque está libre de gases peligrosos y que contiene suficiente oxígeno.

2.6 Los tanques y los espacios deberán estar suficientemente limpios y libres de agua, depósitos incrustados, suciedad, residuos de hidrocarburos, costras de corrosión, sedimentos, etc.; para que pueda apreciarse el grado de corrosión importante, las deformaciones, fracturas, averías u otro deterioro estructural, así como el estado en que se encuentra el revestimiento.

2.7 Habrá suficiente iluminación para que pueda apreciarse si existe una corrosión importante, flectoras, averías u otro deterioro estructural, así como el estado en que se encuentra el revestimiento.

2.8 En los lugares en que se haya aplicado un revestimiento blando, se proporcionará acceso en condiciones de seguridad al inspector(es) que efectúe(n) el reconocimiento para que verifique(n) la eficacia de dicho revestimiento y evalúe(n) el estado de las estructuras internas, lo que podría incluir la retirada del revestimiento en algún punto. Si la presencia de revestimiento blando impide el acceso en condiciones de seguridad, deberá retirarse dicho revestimiento.

2.9 El (los) inspector(es) que lleve(n) a cabo el reconocimiento deberá(n) estar acompañado(s) en todo momento, como mínimo, por una persona responsable con experiencia en reconocimientos de tanques y espacios cerrados y designada por la Compañía. Además, deberá contar con un equipo auxiliar de, al menos, dos personas experimentadas, que permanecerán junto a la escotilla del tanque o del espacio sometido a reconocimiento. Este equipo auxiliar observará continuamente el trabajo que se realiza en el tanque o en el espacio y mantendrá preparado el equipo salvavidas y de evacuación necesario.

3. Acceso a las estructuras.

3.1 En cuanto al reconocimiento general, deberán proporcionarse medios que permitan a los inspectores que lo realicen examinar la estructura de un modo práctico y en condiciones de seguridad.

3.2 Para el reconocimiento minucioso, deberán proveerse uno o más de los siguientes medios de acceso, aceptables a juicio de los inspectores que efectúen el reconocimiento:

- Andamios y paso permanente a través de las estructuras.
- Andamios y paso provisional a través de las estructuras.
- Montacargas y plataformas móviles.
- Balsas o botes.
- Otros medios equivalentes.

3.3 El reconocimiento de los tanques o espacios mediante balsas o botes sólo podrá realizarse con el acuerdo de los inspectores encargados, quienes tendrán en cuenta los medios de seguridad disponibles, incluidos los pronósticos meteorológicos y la respuesta del buque en estados normales de la mar.

3.4 Cuando se utilicen balsas o botes en los reconocimientos minuciosos deberán observarse las siguientes condiciones:

1. Sólo se utilizarán balsas o botes inflables reforzados, con flotabilidad y estabilidad residual satisfactoria, aun en caso de que estalle una de las cámaras neumáticas;
2. el bote o balsa deberá estar amarrado a la escala de acceso y en la parte inferior de dicha escala deberá permanecer una persona que no perderá de vista el bote o la balsa;
3. todos los participantes deberán tener chalecos salvavidas adecuados;
4. la superficie del agua en el tanque deberá permanecer en calma (en todos los estados previsibles, el ascenso previsto del nivel del agua en el interior del tanque no deberá superar 0,25 m) y dicho nivel permanecerá inmóvil o descenderá. Bajo ningún concepto deberá ascender el nivel del agua mientras el bote o la balsa se estén utilizando;
5. el tanque o espacio deberán contener agua de lastre limpia únicamente. No será aceptable ni la más mínima irrisación de hidrocarburos en el agua;
6. en ningún momento se permitirá que el nivel del agua ascienda a menos de 1 m de distancia de la cara inferior del bao más profundo bajo cubierta de manera que los inspectores que efectúan el reconocimiento no queden aislados de una vía directa de evacuación hacia la escotilla del tanque. Sólo podrá contemplarse la posibilidad de que el nivel del agua supere los baos reforzados cuando haya un registro de acceso a cubierta en la bodega que se está examinando, de manera que siempre haya una vía de evacuación para el equipo que efectúa el reconocimiento;
7. en caso de que los tanques (o espacios) estén conectados por un sistema de respiración común, o un dispositivo de gas inerte, el tanque en el que el bote o la balsa vayan a utilizarse deberá estar aislado para evitar la transferencia de gas procedente de otros tanques (o espacios).

3.5 Además de lo anteriormente dispuesto, sólo podrá permitirse el reconocimiento de las zonas bajo cubierta en los tanques o espacios, con botes y balsas, si la profundidad de los baos es igual o inferior a 1,5 m.

3.6 Si la profundidad de los baos es superior a 1,5 m, la utilización de balsas o botes sólo podrá permitirse:

1. Cuando el revestimiento bajo la estructura de cubierta esté en buen estado y no haya indicaciones de deterioro; o
2. si en cada espacio de carga se proporciona un medio de acceso permanente que permita la entrada y salida en condiciones de seguridad. El acceso será directo desde la cubierta a través de una escala vertical y se instalará una pequeña plataforma aproximadamente a dos metros bajo la cubierta.

Si no se cumple ninguna de las condiciones precedentes, deberán instalarse andamios para el reconocimiento bajo la zona de cubierta.

4. Equipo necesario para el reconocimiento.

4.1 Normalmente la medición de espesores deberá efectuarse mediante un equipo de prueba ultrasónico. El (los) inspector(es) que efectúe(n) el reconocimiento deberá(n) tener prueba de la precisión de dicho equipo.

4.2 Si el (los) inspector(es) encargados del reconocimiento lo considera(n) necesario puede(n) exigir uno o más de los siguientes procedimientos de detección de fracturas:

- Equipo radiográfico.
- Equipo ultrasónico.
- Equipo de partículas magnéticas.
- Tinte penetrante.
- Otros medios equivalentes.

4.3 Durante el reconocimiento CAS deberán proveerse además de una lista de comprobación en materia de seguridad, un explosímetro, un medidor de oxígeno, aparatos respiratorios, cabos salvavidas, cinturones de sujeción con cable, gancho de seguridad y silbato, junto con instrucciones y orientaciones para su uso.

4.4 Deberá proporcionarse una iluminación adecuada y segura para que el reconocimiento CAS pueda llevarse a cabo de manera eficaz y en condiciones de seguridad.

4.5 Durante el reconocimiento CAS deberá utilizarse indumentaria protectora (por ejemplo, casco de seguridad, guantes, calzado de protección, etc.).

5. Reuniones y sistemas de comunicación.

5.1 Para la ejecución eficaz y en condiciones de seguridad de los reconocimientos CAS es fundamental contar con la debida preparación y con una estrecha colaboración entre los inspectores y los representantes de la Compañía a

bordo del buque, antes, y durante el reconocimiento, y que se mantengan reuniones regulares entre todos los interesados para tratar las cuestiones de seguridad.

5.2 Antes de iniciarse el reconocimiento CAS deberá tener lugar una reunión entre los inspectores que vayan a efectuarlo, el(los) representante(s) de la Compañía a bordo del buque, la Compañía encargada de la medición de espesores (si procede) y el capitán del buque, a fin de comprobar que todas las medidas previstas en el Plan del reconocimiento se han llevado a cabo y se puede garantizar la ejecución eficiente y en condiciones de seguridad del mismo.

5.3 A continuación figura una lista indicativa de los puntos que deberían abordarse en la reunión:

1. Programa de operaciones del buque (por ejemplo, el viaje, las maniobras de atraque y desatraque, el tiempo que permanecerá atracado, las operaciones de carga y lastrado, etc.);
2. disposiciones y medios para la medición de espesores (por ejemplo, acceso, limpieza de incrustación, iluminación, ventilación, seguridad personal);
3. alcance de la medición de espesores;
4. criterios de aceptación (véase la lista de espesores mínimos);
5. alcance del reconocimiento minucioso y de la medición de espesores, teniendo en cuenta el estado del revestimiento y las zonas sospechosas/zonas de corrosión importante;
6. ejecución de la medición de espesores;
7. toma de muestras representativas en general, y en lugares picados de óxido o con una corrosión desigual;
8. esquemas o dibujos de las zonas donde aparece una corrosión importante;
9. comunicación sobre los resultados entre el(los) inspector(es) que lleva(n) a cabo el reconocimiento, el (los) operador(es) encargado(s) de la medición de espesores y el(los) representante(es) de la Compañía.

5.4. Deberá establecerse un sistema de comunicaciones entre el equipo que efectúa el reconocimiento en el tanque o espacio sometido a inspección, el oficial de puente responsable y según el caso, el puente de navegación. Dicho sistema debería incluir al personal encargado del manejo de la(s) bomba(s) de lastre si se utilizan balsas o botes. Dicho sistema de comunicaciones deberá mantenerse durante todo el reconocimiento CAS.

Anexo II “Certificados IOPP”

Agregado N° 1 a la Ordenanza N° . 3-00 (DPMA)

**CERTIFICADO INTERNACIONAL DE PREVENCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN POR
HIDROCARBUROS**

INTERNATIONAL OIL POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE

(Nota: El presente certificado irá acompañado de un Registro
de datos de construcción e inventario del equipo)

*(Note: This Certificate shall be supplemented by a
Record of Construction and Equipment)*

Expedido en virtud de lo dispuesto en el Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, en su forma modificada por el correspondiente Protocolo de 1978 y enmendado mediante la resolución MEPC.39(29), (denominado en adelante "el Convenio"), con la autoridad conferida por el Gobierno de:

Issued under the provisions of the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978, relating thereto, and as amended by resolution MEPC.39(29), (hereinafter referred to as "the Convention") under the authority of the Government of:

LA REPUBLICA ARGENTINA
THE ARGENTINE REPUBLIC

por: EL JEFE DEL DEPARTAMENTO CONTAMINACION
Y MERCANCIAS PELIGROSAS

by: THE HEAD OF POLLUTION AND DANGEROUS GOODS
DEPARTMENT

Datos relativos al buque

Particulars of ship

Nombre del buque
Name of ship

Número o letras distintivos
Distinctive numbers or letters

Puerto de matricula
Port of registry

Arqueo bruto
Gross Tonnage

Peso muerto del buque (toneladas métricas)⁽¹⁾
Deadweight of ship (metric tons)⁽¹⁾

Número IMO⁽²⁾
IMO Number⁽²⁾

Tipo de buque:⁽³⁾
Type of ship:⁽³⁾

Petrolero.
Oil tanker.

Buque no petrolero equipado con tanques de carga sujetos a lo dispuesto en la regla 2 (2) del Anexo I del Convenio.
Ship other than an oil tanker with cargo tanks coming under regulation 2 (2) of Annex I of the Convention.

Buque distinto de los arriba mencionados.
Ship other than any of the above.

Ag. N°

REFRENDO DE RECONOCIMIENTOS ANUALES E INTERMEDIOS
ENDORSEMENT FOR ANNUAL AND INTERMEDIATE SURVEYS

SE CERTIFICA que en el reconocimiento efectuado de conformidad con lo prescrito en la regla 4 del Anexo I del Convenio, se ha comprobado que el buque cumple con las disposiciones pertinentes del Convenio.

THIS IS TO CERTIFY that, at a survey required by regulation 4 of Annex I of the Convention, the ship was found to comply with the relevant provisions of the Convention.

Reconocimiento anual:
Annual survey:

Firmado
Signed (Firma del funcionario autorizado)
(*Signature of authorized official*)

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Reconocimiento anual / intermedio⁽³⁾:
Annual / Intermediate⁽³⁾ survey:

Firmado
Signed (Firma del funcionario autorizado)
(*Signature of authorized official*)

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Reconocimiento anual / intermedio⁽³⁾:
Annual / Intermediate⁽³⁾ survey:

Firmado
Signed (Firma del funcionario autorizado)
(*Signature of authorized official*)

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Reconocimiento anual:
Annual survey:

Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Reconocimiento anual / intermedio de conformidad con lo prescrito en la regla 8 (8) (c)
Annual /intermediate survey in accordance with regulation 8 (8)(c)

SE CERTIFICA que en el reconocimiento anual / intermedio⁽³⁾ efectuado de conformidad con lo prescrito en la regla 8 (8) (c) del Anexo I del Convenio, se ha comprobado que el buque cumple con las disposiciones pertinentes del Convenio.

THIS IS TO CERTIFY that, at an annual / intermediate⁽³⁾ survey in accordance with regulation 8 (8) (c) of Annex of the Convention, the ship was found to comply with the relevant provisions of the Convention.

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Refrendo para prorrogar la validez del certificado, si ésta es inferior a cinco años, cuando la regla 8 (3) sea aplicable
Endorsement to extend the Certificate if valid for less than 5 years where regulation 8 (3) applies

El buque cumple con las disposiciones pertinentes del Convenio, y se aceptará el presente certificado como válido, de conformidad con lo prescrito en la regla 8 (3) del Anexo I del Convenio, hasta.....

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with regulation 8 (3) of Annex of the Convention, be accepted as valid until

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Refrendo cuando, habiéndose finalizado el reconocimiento de renovación, la regla 8 (4) sea aplicable
Endorsement where the renewal survey has been completed and regulation 8 (4) applies

El buque cumple con las disposiciones pertinentes del Convenio, y se aceptará el presente certificado como válido, de conformidad con lo prescrito en la regla 8 (4) del Anexo I del Convenio, hasta.....

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with regulation 8 (4) of Annex I of the Convention be accepted as valid until.

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Refrendo para prorrogar la validez del certificado hasta la llegada al puerto en que ha de hacerse el reconocimiento, o por un periodo de gracia, cuando las reglas 8 (5) u 8 (6) sean aplicables

Endorsement to extend the validity of the Certificate until reaching the port of survey or for a period of grace where regulation 8 (5) or 8 (6) applies

El presente certificado se aceptará como válido, de conformidad con lo prescrito en la regla 8 (5) u 8 (6)⁽³⁾ del Código, hasta

This Certificate shall, in accordance with regulation 8 (5) or 8 (6)⁽³⁾ of Annex I of the Convention, be accepted as valid until

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Refrendo para adelantar la fecha de vencimiento anual cuando la regla 8) (8) sea aplicable

Endorsement for advancement of anniversary date where regulation 8 (8) applies

De conformidad con lo prescrito en la regla 8 (8) del Anexo I del Convenio, la nueva fecha de vencimiento anual es.....

In accordance with regulation 8 (8) of Annex I of the Convention, the new anniversary date is

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

De conformidad con lo prescrito en la regla 8 (8) del Anexo I del Convenio, la nueva fecha de vencimiento anual es.....

In accordance with regulation 8 (8) of Annex I of the Convention, the new anniversary date is

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

⁽¹⁾ En el caso de petroleros.

⁽¹⁾ *For oil tankers.*

⁽²⁾ De conformidad con la resolución A.600(15) -Sistema de asignación de número de la OMI a los buques para su identificación -, la inclusión de este dato tiene carácter voluntario.

⁽²⁾ *In accordance with resolution A.600(15) - IMO Ship Identification Number Scheme -, this information may be included voluntarily.*

⁽³⁾ Táchese según proceda.

⁽³⁾ Delete as appropriate.

⁽⁴⁾ Insértese la fecha de expiración especificada por la Administración de conformidad con lo dispuesto en la regla 8 (1) del Anexo I del Convenio. El día y el mes de esta fecha corresponden a la fecha de vencimiento anual tal como se define ésta en la regla 1 (31) del Anexo I del Convenio, a menos que dicha fecha se modifique de conformidad con lo dispuesto en la regla 8 (8) del Anexo I del Convenio.

⁽⁴⁾ *Insert the date of expiry as specified by the Administration in accordance with regulation 8 (1) of Annex I of the Convention. The day and the month of this date correspond to the anniversary date as defined in regulation 1 (31) of Annex I of the Convention, unless amended in accordance with regulation 8 (8) of Annex I of the Convention.*

**CERTIFICADO INTERNACIONAL DE PREVENCION DE LA CONTAMINACION PARA EL
TRANSPORTE DE SUSTANCIAS NOCIVAS LIQUIDAS A GRANEL
INTERNATIONAL POLLUTION PREVENTION CERTIFICATE FOR THE
CARRIAGE OF NOXIOUS LIQUID SUBSTANCES IN BULK**

Expedido en virtud de lo dispuesto en el Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, en su forma modificada por el correspondiente Protocolo de 1978 y enmendado mediante la resolución MEPC.39(29) (denominado en adelante "el Convenio"), con la autoridad conferida por el Gobierno de:
Issued under the provision of the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto and as amended by Resolution MEPC.39(29) (hereinafter referred to as "the Convention"), under the authority of the Government of:

LA REPUBLICA ARGENTINA
THE ARGENTINE REPUBLIC

por: EL JEFE DEL DEPARTAMENTO CONTAMINACION
Y MERCANCIAS PELIGROSAS
by: THE HEAD OF POLLUTION AND DANGEROUS GOODS
DEPARTMENT

Datos relativos al buque
Particulars of ship

Nombre del buque
Name of ship

Número o letras distintivos
Distinctive numbers or letters

Puerto de matricula
Port of registry

Arqueo bruto
Gross Tonnage

Número IMO⁽¹⁾
IMO Number⁽¹⁾

SE CERTIFICA:
 THIS IS TO CERTIFY:

1. Que el buque ha sido objeto de reconocimiento de conformidad con lo dispuesto en la regla 10 del Anexo II del Convenio
 1. *That the ship has been surveyed in accordance with regulation 10 of Annex II of the Convention.*
2. Que el reconocimiento ha puesto de manifiesto que la estructura, el equipo, los sistemas, los accesorios, los medios y los materiales del buque, y el estado de todo ello, son satisfactorios en todos los sentidos y que el buque cumple con las prescripciones pertinentes del Anexo II del Convenio.
 2. *That the survey showed that the structure, equipment, systems, fittings, arrangements and material of the ship and the condition thereof are in all respects satisfactory and that the ship complies with the applicable requirements of Annex II of the Convention.*
3. Que el buque lleva un manual de conformidad con las Normas aplicables a los procedimientos y medios cuya necesidad indican las reglas 5, 5A y 8 del Anexo II del Convenio, y que los medios y el equipo del buque prescritos en dicho manual son satisfactorios en todos los sentidos y cumplen con las prescripciones aplicables de dichas Normas.
 3. *That the ship has been provided with a manual in accordance with the Standards for the procedures and arrangements as called for by regulations 5, 5A and 8 of Annex II of the Convention, and that the arrangements and equipment of the ship prescribed in the manual are in all respects satisfactory and comply with the applicable requirements of the said Standards.*
4. Que el buque es apto para transportar a granel las sustancias nocivas líquidas indicadas a continuación, siempre y cuando se observen las disposiciones de orden operacional del Anexo II del Convenio que sean pertinentes.
 4. *That the ship is suitable for the carriage in bulk of the following noxious liquid substances; provided that all relevant operational provisions of Annex II of the Convention are observed.*

Sustancias nocivas líquidas Noxious liquid substances	Condiciones de transporte (Nº de tanques, etc.) Conditions of carriage (tank numbers, etc)
Sigue en otras hojas firmadas y fechadas ⁽²⁾ <i>Continued on additional signed and dated sheets⁽²⁾</i>	

El presente certificado es válido hasta el⁽³⁾ a reserva de que se efectúen los pertinentes reconocimientos de conformidad con la regla 10 del Anexo II del Convenio.

This Certificate is valid until⁽³⁾ subject to surveys in accordance with regulation 10 of Annex II of the Convention.

Expedido en

Issued at

(Lugar de expedición del Certificado)

(Place of issue of Certificate)

.....

(Fecha de expedición)

(Date of issue)

.....

(Firma del funcionario autorizado para expedir el certificado)

(Signature of authorized official issuing the Certificate)

(Sello de la autoridad expedidora)

(Seal of the issuing authority)

REFRENDO DE RECONOCIMIENTOS ANUALES E INTERMEDIOS
ENDORSEMENT FOR ANNUAL AND INTERMEDIATE SURVEYS

SE CERTIFICA que en el reconocimiento efectuado de conformidad con lo prescrito en la regla 10 del Anexo II del Convenio, se ha comprobado que el buque cumple con las disposiciones pertinentes del Convenio.

THIS IS TO CERTIFY that, at a survey required by regulation 10 of Annex II of the Convention, the ship was found to comply with the relevant provisions of the Convention.

Reconocimiento anual:
Annual survey:

Firmado
Signed (Firma del funcionario autorizado)
(*Signature of authorized official*)

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Reconocimiento anual / intermedio⁽³⁾:
Annual / Intermediate⁽³⁾ survey:

Firmado
Signed (Firma del funcionario autorizado)
(*Signature of authorized official*)

Lugar.....
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Reconocimiento anual / intermedio⁽³⁾:
Annual / Intermediate⁽³⁾ survey:

Firmado
Signed (Firma del funcionario autorizado)
(*Signature of authorized official*)

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Reconocimiento anual:
Annual survey:

Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Reconocimiento anual / intermedio de conformidad con lo prescrito en la regla 12 (8) (c)
Annual/intermediate survey in accordance with regulation 12 (8) (c)

SE CERTIFICA que en el reconocimiento anual / intermedio⁽²⁾ efectuado de conformidad con lo prescrito en la regla 12 (8) (c) del Anexo II del Convenio, se ha comprobado que el buque cumple con las disposiciones pertinentes del Convenio.

THIS IS TO CERTIFY that, at an annual / intermediat⁽²⁾ survey in accordance with regulation 12(8)(c) of Annex II of the Convention, the ship was found to comply with the relevant provisions of the Convention.

: Firmado
Signed
Lugar
Place
Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Refrendo para prorrogar la validez del certificado, si ésta es inferior a cinco años, cuando la regla 12(3) sea aplicable
Endorsement to extend the Certificate if valid for less than 5 years where regulation 12(3) applies

El buque cumple con las disposiciones pertinentes del Convenio y se aceptará el presente Certificado como válido, de conformidad con lo prescrito en la regla 12 (3) del Anexo II del Convenio, hasta.....

The ship complies with the relevant provisions of the Convention, and this Certificate shall, in accordance with regulation 12 (3) of Annex II of the Convention, be accepted as valid until

: Firmado
Signed
Lugar
Place
Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Refrendo cuando, habiéndose finalizado el reconocimiento de renovación, la regla 12 (4) sea aplicable
Endorsement where the renewal survey has been completed and regulation 12 (4) applies -

El buque cumple con las disposiciones pertinentes del Convenio y se aceptará el presente Certificado como válido, de conformidad con lo prescrito en la regla 12 (4) del Anexo II del Convenio, hasta.....

The ship complies with the relevant provisions of the Convention and this Certificate shall, in accordance with regulation 12(4) of Annex II of the Convention, be accepted as valid until

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Refrendo para prorrogar la validez de certificado hasta la llegada al puerto en que ha de hacerse el reconocimiento, o por un periodo de gracia, cuando las reglas 12 (5) ó 12 (6) sean aplicables
Endorsement to extend the validity of the Certificate until reaching the port of survey or for a period of grace where regulation 12 (5) or 12 (6) applies

El presente certificado se aceptará como válido, de conformidad con lo prescrito en las reglas 12(5) ó 12(6)⁽²⁾ del Anexo II del Convenio, hasta

This Certificate shall, in accordance with regulation 12 (5) or 12 (6)⁽²⁾ of Annex II of the Convention, be accepted as valid until

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

Refrendo para adelantar la fecha de vencimiento anual cuando la regla 12 (8) sea aplicable

Endorsement for advancement of anniversary date where regulation 12 (8) applies

De conformidad con lo prescrito en la reg la 12 (8) del Anexo II del Convenio, la nueva fecha de vencimiento anual es

In accordance with regulation 12 (8) of Annex II of the Convention, the new anniversary date is

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

De conformidad con lo prescrito en la regla 12 (8) del Anexo II del Convenio, la nueva fecha de vencimiento anual es

In accordance with regulation 12 (8) of Annex II of the Convention, the new anniversary date is

: Firmado
Signed

Lugar
Place

Fecha
Date

Sello de la autoridad
Seal of the authority

-
- (1) De conformidad con la resolución A.600(15) - Sistema de asignación de un número de la OMI a los buques para su identificación -, la inclusión de este dato tiene carácter voluntario.
- (1) In accordance with resolution A.600(15) - IMO Ship Identification Number Scheme -, this information may be included voluntarily.
- (2) Táchese según proceda.
- (2) Delete as appropriate.
- (3) Insértese la fecha de expiración especificada por la Administración de conformidad con lo dispuesto en la regla 12 (1) del Anexo II del Convenio. El día y el mes de esta fecha corresponden a la fecha de vencimiento anual tal como se define ésta en la regla 1 (14) del Anexo II del Convenio, a menos que dicha fecha se modifique de conformidad con lo dispuesto en la regla 12 (8) del Anexo II del Convenio.
- (3) *Insert the date of expiry as specified by the Administration in accordance with regulation 12 (1) of Annex II of the Convention. The day and the month of this date correspond to the anniversary date as defined in regulation 1 (14) of Annex II of the Convention, unless amended in accordance with regulation 12 (8) of Annex II of the Convention.*

**Anexo III “Documentos Faena de
Combustible”**

Sr. CAPITAN:

JOSÉ SANZANA JARAMILLO

Para informar a Ud. del tema de la referencia. Se recibirán 500 Toneladas Métricas de I. F. O. - 180

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS:

Se deben tomar sondas de BARCA, POR 2do. INGENIERO, (si la faena es a través de barca), o comprobar sellos de camión (si faena es a través de camiones). Deberá exigirse, antes de iniciar la recepción, las características del combustible, Además del específico, densidad, temperatura, capacidad de bombeo.

DISPOSICIONES DE SEGURIDAD:

Referidas a las reglamentaciones nacionales, internacionales y al USCG Reg. 155 - 750 .

1.- Antes de dar inicio a la faena de combustible, deberán encontrarse habilitadas y dispuestas las siguientes condiciones:

- ♦ Jefe de máquinas y Segundo Ingeniero deberán tener Walkie Talkie con baterías bien cargadas, para mantener una expedita y segura vía de comunicaciones. estos elementos los facilitará el Primer Piloto
 - ♦ Verificar que todos los inbernals de la cubierta principal al costado, se encuentren taponeados y sellados con cemento.
 - ♦ Verificar que el circuito se encuentre alineado conforme a la distribución de la faena.
 - ♦ Bandera roja al tope o luz roja según la hora y luz reinante
 - ♦ Cuatro sacos de aserrín
 - ♦ Dos tambores de 200 lts. vacíos y abiertos
 - ♦ dos palas carboneras
 - ♦ una línea de agua contra incendio corriendo al costado y cerca del lugar de la faena
 - ♦ Cuatro extintores de CO2
 - ♦ Letrero que diga : " NO FUMAR "
 - ♦ El control de apertura, cierre, cambio de Estanques y chequeo inicial y final de BARCA y, o, camiones estarán a cargo del SEGUNDO INGENIERO SR. JOSÉ ORELLANA ALVARADO, El control y toma de sondas estará a cargo del PAÑOLERO Sr. DANIEL CLARO LÓPEZ
- LA DISTRIBUCION DE LA FAENA ES COMO SIGUE:**

AA.- FAENA DE IFO.- 180.-

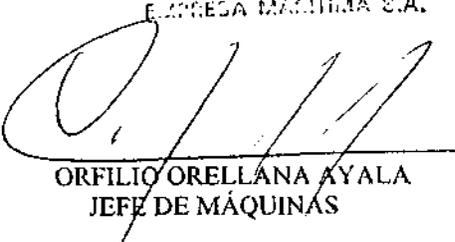
ESTANQUE No.	Centro	recibirá	Ton. Métricas	(SONDA =0,0 APP.)	SONDA MÁX N°.	
2	ESTRIBOR	58	58	58	2 EBI	
SONDA INICIAL	MTS ³	FINAL	TON. MET.	SONDA MÁXIMA	T/M FINAL	
0,76	MTS	198	M ³	226	189 T/M.	
					(NAVE ADRIZADA)	
					(1,36 MTS (11,147))	
ESTANQUE No.	3	Centro	recibirá	235	Ton. Métricas (SONDA =0,0 APP.)	SONDA MÁX N°.
SONDA INICIAL	MTS ³	FINAL	TON. MET.	SONDA MÁXIMA	T/M FINAL	(NAVE ADRIZADA)
0,00	MTS	250	M ³	235	235 T/M.	(1,36 MTS (11,654))
						(NAVE ADRIZADA)
						(1,36 MTS (2,306))
						(1,36 MTS (2,306))

Sin mas que agregar se despide ATTe. de Ud.

00A//ooa

cc: Primer Piloto
Primer Ingeniero
Segundo Ingeniero
Tercer Ingeniero
Pañolero
Ayudantes Guardieros (3)

M/N HUASCO
JEFE DE MAQUINAS
EMPRESA MAQUINAS S.A.


ORFILIO ORELLANA AYALA
JEFE DE MÁQUINAS

Ruta F-170-E s/n, Puchuncavi - CHILE
 Phone: 56 32 796550 e-mail: bunkers@pmchile.cl

BUNKER DELIVERY RECEIPT

RECIBO DE ENTREGA

Delivered at / Entregado en: VALPARAISO
 Delivered by / Entregado por: PACSA I
 Name of Bunker Tanker / Nombre del Tanquero
 Alongside Vst / Costado Biva: 21.06.05 17:10
 (Date / Time) / (Fecha / Hora)
 Commenced Pumping / Inicio Bombeo: 21.06.05 18:24
 (Date / Time) / (Fecha / Hora)
 Completed Pumping / Termino: 21.06.05 20:45
 (Date / Time) / (Fecha / Hora)

Date / Fecha: 21.06.05
 Vessel's Name / Nombre Nave: HUASCO
 IMO number:
 Next Port / Próximo Puerto:
 ETD / Fecha Zarpe Estimada:

PRODUCTS SUPPLIED: PRODUCTOS ENTREGADOS

GRADO <u>ITQ 180</u>		Quantity / Cantidad		GRADO		Quantity / Cantidad	
Fuel Characteristics / Características Combustible				Fuel Characteristics / Características Combustible			
Visc. cSt @ 40°C/50°C	<u>175,6</u>	Gross Vol Litres / Volumen Bruto en Litros	<u>525,05 m³</u>	Visc. cSt @ 40°C/50°C		Gross Vol Litres / Volumen Bruto en Litros	
S content % m/m	<u>2.16%</u>	Net Vol Litres / Volumen Neto en Litros	<u>514,03 m³</u>	Density @ 15°C / ASTM D154 150.2195 / AS 10 D154 150.2195		Net Vol Litres / Volumen Neto en Litros	
Density @ 15°C / ASTM D154 150.2195 / AS 10 D154 150.2195	<u>0.9746</u>	Net Barrels at 60°F / Barriles Netos (if applicable) / (si se aplica)	<u>N/A</u>	Water Content % Vol / ASTM D154 150.2195 / AS 10 D154 150.2195		Net Barrels at 60°F / Barriles Netos (if applicable) / (si se aplica)	
Water Content % Vol / ASTM D154 150.2195 / AS 10 D154 150.2195	<u>0.1%</u>	Volume Correction Factor / Factor de Corrección de Volumen	<u>0,9790</u>	Flashpoint °C / ASTM D154 150.2195 / AS 10 D154 150.2195		Volume Correction Factor / Factor de Corrección de Volumen	
Flashpoint °C / ASTM D154 150.2195 / AS 10 D154 150.2195	<u>91°C</u>	Weight Conversion Factor / Factor de Conversión	<u>0.9735</u>	Observed Tank Temp °C / Temperatura Estimada		Weight Conversion Factor / Factor de Conversión	
Observed Tank Temp °C / Temperatura Estimada	<u>45</u>						

Net Metric Tons / Toneladas Métricas Netas (@ 15°C) 500.40

Net Metric Tons / Toneladas Métricas Netas (@ 15°C)

SUPPLIER'S CONFIRMATION / CONFIRMACION DEL PROVEEDOR

MASTER'S/CHIEF ENGINEER'S ACKNOWLEDGEMENT / RECEPCION CONFORME DEL CAPITAN/ JEFE DE MAQUINAS

We confirm that the above product was delivered, the quantities are correct and that the fuels delivered are in conformity with the MARPOL regulations.

We acknowledge receipt of the above product and confirm that samples were taken, sealed and numbered as follows:

For / Por: PACSA NAVIERA S.A.
 Company's Name / Nombre Compañía

Vessel Name: 6976575
 Bunker Tanker: 6947923
 Tanquero
 Surveyor/Inspector: 6977896
 Other: ITQ 180
 (to specify / Especificar)

Signature of Cargo Officer / Firma del Encargado

Acknowledged By / Aprobado por

Samuel Obispo Bernal
 Full Name in Block Letters / Nombre Completo en Letra de Imprenta

ORFILIO ORELLANA AYALA
 Signature of Master / Chief Engineer / Nombre Completo en Letra de Imprenta

CARGO OFFICER

Full Name in Block Letters / Nombre Completo en Letra de Imprenta

PACSA NAVIERA S.A.

Ship's Stamp / Timbre de la Nave

Bunker Tanker's Stamp / Timbre del Tanquero / Buella

M/N HUASCO
JEFE DE MAQUINAS

E. OBISPO NAVIERA S.A.

REMARKS / COMENTARIOS

Was a Note of Protest issued / Se emite nota de Protesta: Yes/No
 S/N/C

CLIENTE

M

C

BUNKER REQUISITION FORM

The Chief Engineer

Date: 21.06.05

M/ISS: HUASCO

Location: VALPARAISO

Dear Sir,

We have been nominated to supply you the following grade(s) of bunkers:

500 Tonnes Marine Fuel Oil of IFO 180 cSt

/ Tonnes Marine Diesel Oil/Gas Oil

We undertake to supply you with the above grade(s) of bunkers. Some basic characteristics the bunkers are as follow:-

Product	Kinematic Viscosity @ 40/50 °C ASTM 445/ISO 3104	Density @ 15 °C ASTM 1298/ISO 3675 ASTM 4052/ISO 12185	Water Content % ASTM D 95/ISO3733	Flash Point °C ASTM D 93/ISO2719
<u>IFO 180</u>	<u>175,6</u>	<u>0.8746</u>	<u>0.1 %</u>	<u>91°C</u>

We will supply IFO 180 first, followed by N/A.

The rated pumping capacity of our bunker tanker is 300 tonnes per hour.

1) What pumping rate do you require?

Marine Fuel Oil : 150 tonnes per hour

Marine Diesel/Gas Oil : tonnes per hour

2) Will you be witnessing the gauging of our tanks?

* Yes/No/NA

3) Will you be witnessing our meter reading?

* Yes/No/NA

3) Will you be witnessing our sampling?

* Yes/No

Acknowledged By:

[Signature]
Signature of Chief Engineer

DILFILIO ORELLANA AYALA

Name in full (Block Letters)

M/N HUASCO

JEFE DE MAQUINAS

LABREGA MALLERA S.A.

Vessel's Stamp

Date/Time 21 JUN 2005

Signature of Cargo Officer

Samuel Osvaldo Bernal

Name in full (Block Letters)

PACSA

CARGO OFFICER

PACSA NAVIERA S.A.

Bunker Tanker's Stamp

Date/Time 21.06.05 17:10 Hm

* Delete as necessary

NA - Not Applicable

CLIENTE

FORMULARIO BUNKER 1281 - 28 - 11110 - FAX 71194 - SCHULZE Y CIA LTDA - RUT 80570 7004

**Anexo IV “Resultados de Ensayo de
Laboratorio a Petróleos”**



We, CESMEC LTDA., Certify that at the request of Messrs. ADMINISTRADORA DE NAVES HUMBOLDT LTDA., have carried out the chemical analysis of one (1) fuel oil sample belonging to M/V "CORCOVADO", as detailed hereunder:

GENERAL ANTECEDENT

VESSEL : M/V "CORCOVADO"
 SAMPLE : LNFO 100 OBTAINED FROM ENGINEER ROOM.
 DATE OF SAMPLING : MARCH, 16th. 1993.
 REQUEST NUMBER : Nr. -----

RESULTS

CHARACTERISTIC	DIM	SAMPLE	LIMITED	(*)
DENSITY AT 15°	kg/l	0.942	MAX.	0.985
KINEMATIC VISCOSITY AT 50°C	cSt	109.9	MAX.	180
FLASH POINT	°C	84	MIN.	60
POUR POINT	°C	0	MAX.	30
CARBON RESIDUE CONRADSON	% (m/m)	9.9	MAX.	15
ASH	% (m/m)	0.03	MAX.	0.10
WATER	% (v/v)	0.05	MAX.	1.0
SULPHUR	% (m/m)	---	MAX.	5.0
VANADIUM	mg/kg	152	MAX.	200
ALUMINIUM	mg/kg	5	MAX.	30
SODIUM	mg/kg	2,3	MAX.	100

(*) Specification Cima 6 - ISO - F - RMD 25 = BSMA 100 1982/89

Note:

The results obtained are valid only for analyzed sample, which were delivered by the solicitor.

VALPARAISO, March 30th, 1993.

Reported into on back

AV. MARATHON 2595, FONDO 2010556 TELEEX 343219 CESMEC CK CASILLA 14000 CORREO 21 FAX 56-2 - 2384135 SANTIAGO - CHILE

LUIS SERON H.
 JEFE UNIDAD REGIONAL
 VALPARAISO - SAN ANTONIO
 CESMEC LTDA.
 COORDINADOR

EDGARDO GONZALEZ
 INSPECTOR
 CESMEC - CHILE
 UNIDAD EJECUTORA

Informe de Laboratorio

Producto: Muestra obtenida de: Referencia: Solicitado por:	IFO 180 Camión Rancho M/N "CORCOVADO" TRANSMARES	INFORME N° CO355/96 Fecha: 14/11/96 Cantidad: 250 gM
---	---	--

DESCRIPCION-ENSAYO	RESULTADO	METODO ANALISIS
Grav. Específica 15/4°C	0.9488	ASTM D-4052
Pto. de Inflamación , °C	82	ASTM D-93
Viscosidad a 50°C , cSt	162.1	ASTM D-445
Pour Point , °C	0	ASTM D-97
Azufre , % peso	0.96	ASTM D-1552
Carbón Ramsbottom , % peso	9.5	ASTM D-524
Cenizas , % peso	0.05	ASTM D-482
Vanadio , ppm	80	ICP
Sodio , ppm	14	ICP
Silicio , ppm	14	ICP
Aluminio , ppm	10	ICP

Observaciones :





 Jefe de Laboratorio

Anexo V “Guía de Productos Perolin”

Product Selection Guide

ITEM	PROBLEM	PRODUCT	
Air Coolers	Air-side : Oil fouled	830 (c)	●
	Water-side : Scale	809 M (c)	●
Bilges	Oil	818 (c) 805 (c) 868 (c) 801 (c)	● ● ● ●
	Corrosion	F 350 (p)	●
Boilers	Oil-water-side	818 (c) 805 (c)	● ●
	Scale-water-side	809 M (c) BWT 274 (p) HR 227 (p) LA 133 (p)	● ● ● ●
	Slag-fireside and corrosion	655 RN (p) 683 DF (p)	● ●
	Carbon-fireside	655 RN (p) PN 1001 (c)	● ●
	Corrosion-(low pressure) -(high pressure) -Oxygen	BWT 274 (p) LA 133 (p) OS 238 (p)	● ● ●
	Sludge/scale	F 343 (p) (c)	●
Bulkheads	Rust	873 (c)	●
	Oil	818 (c) 805 (c) 868 (c) 801 (c)	● ● ● ●
Burner Tips	Oil fouled	622 DE (c) (p) 830 (c)	● ●
Coolers	Oil	801 (c) 818 (c) 805 (c)	● ● ●
	Water scale	809 M (c)	●
Cooling system	Water scale	809 M (c) F 326 (p)	● ●
	Corrosion	809 M (c) F 326 (p) Inhibitin (p)	● ● ●
	Oil	805 (c) 818 (c)	● ●
	DEWT	F 326 (p)	●
	Non-toxic DEWT	Inhibitin (p)	●
Decks	Rust	873 (c)	●
	Oil	818 (c) 805 (c) 801 (c) 868 (c)	● ● ● ●
Electrical equipment	Dirty	857 (c) 857 FD (c)	● ●
Evaporators	Water scale	809 M (c) F 343 (p)	● ●
Exhaust	Smoke/smut	655 RN (p) 667 ND (p) 683 DF (p)	● ● ●
Feedwater/condensate systems	Corrosion	SLT 700 (p)	●
Filters	Oil deposits and sludge	622 DE (p) 805 (c) 830 (c)	● ● ●
	Corrosion	622 DE (p) (c) F 350 (p)	● ●
Fuel Heaters	Fuel/oil deposits	622 DE (p) (c) 801 (c)	● ●
Fuel injection nozzles	"Trumpet" or "Cauliflower" deposits	622 DE (p) 830 (c)	● ●
Fuel strainers	Oil fouled	622 DE (p) 818 (c) 805 (c) 801 (c)	● ● ● ●
Fuel pipelines	Fuel sludging	622 DE (p)	●
	Corrosion	622 DE (p) (c) F 350 (c)	● ●
Oil spills	Spills on sea, beaches, etc. Spills on board	868 (c) 801, 805, 818, 868 (c)	● ●
Pistons	Carbon fouling	667 ND (p) 622 DE (p) 830 (c) 683 DF (p)	● ● ● ●
Piston rings	Carbon fouling	622 DE (p) 667 ND (p) 683 DF (p)	● ● ●
Tanks	Cargo deposits		
	-Mineral oils	805 (c) 818 (c) 868 (c)	● ● ●
	-petrochemicals/light hydrocarbons	842 (c)	●
	-animal/vegetable oils	842 (c) 801 (c)	● ●
	Fuel Tanks		
	-Sludge deposits	801 (c) 818 (c) 805 (c)	● ● ●
-fuel sludging	622 DE (p)	●	
-corrosion	622 DE (p) (c) F 350 (p)	● ●	
Turbocharger	Corrosion or ash on grids and blades	687 SD (p) 683 DF (p)	● ●
	Carbon/grease deposits	830 (c)	●
Valves	Carbon	622 DE (p) 667 ND (p) 683 DF (p)	● ● ●
	Corrosion	683 DF (p) 687 SD (p)	● ●
Water intakes	Corrosion	F 350 (p)	●
	Bacterial slime and mussels, etc.	F 350 (p)	●

KEY	(c) Cleaning treatment (p) Preventative treatment
●	Refer to Fuel Product Description Sheet
●	Refer to Water Product Description Sheet
●	Refer to Cleaning Product Description Sheet

Glosario

- 1.- Aceite Lubricante: Son aceites que se utilizan para la lubricación de piezas mecánicas y partes móviles, cuyo principal objetivo es facilitar el trabajo entre estas. Los lubricantes trabajan adhiriéndose fuertemente a las superficies que hay que lubricar, formando una capa muy delgada llamada película, disminuyendo el roce entre las piezas y por ende aumentando la vida útil de las piezas.
- 2.- Álcalis: Nombre dado a los óxidos metálicos que por ser muy solubles en el agua pueden actuar como bases enérgicas. Los álcalis, bases o hidróxidos poseen la propiedad fundamental de liberar aniones oxhidrilo (o hidroxilo) HO y de combinarse a los ácidos formando sales.
- 3.- Alquitrán: Producto viscoso, de color negro o pardo oscuro, que se obtiene como residuo de la refinación de petróleo.
- 4.- Aminas: Compuestos químicos derivados del amoníaco por sustitución de uno, dos o tres átomos de hidrógeno por otros tantos radicales alquílicos o aromáticos. Se dividen en aminas primarias secundarias y terciarias, dependiendo de la cantidad de átomos de hidrógeno sustituidos.
- 5.- Anticlinal: Plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo. Las anticlinales constituyen excelentes prospectos para perforación puesto que el aceite en los depósitos se elevará en forma natural al punto más alto de la estructura, en virtud de que tiene una gravedad específica menor que la del agua.
- 6.- Árbol de navidad: Arreglo de tuberías y válvulas en la cabeza del pozo que controlan el flujo de aceite y gas, previniendo reventones.
- 7.- Aromáticos: Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes.
- 8.- Asfalto: Mezcla de bitumen y agregado (áridos) que se utiliza para la pavimentación de caminos.
- 9.- Barril: Medida estándar para el petróleo y para los productos del petróleo. Un barril corresponde a 35 galones británicos, 42 galones americanos, ó 159 litros.
- 10.- Benceno: El compuesto aromático más simple con un anillo de átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno; una de las materias primas más importantes para la industria química.
- 11.- Bitumen: Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos.
- 12.- Bombeo mecánico: Sistema artificial de extracción de petróleo, en el que una bomba de fondo localizada en o en el fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de éste a la superficie.
- 13.- Bombeo neumático: Sistema artificial de extracción de petróleo que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, y la tubería de revestimiento.
- 14.- Bunker: (Bunker fuel) Cualquier diesel o aceite combustible que se abastece a las máquinas de los barcos para su funcionamiento, no como carga para ser transportada y vendida. Los "bunkers" son el sitio donde se almacena dicho combustible en el barco.

- 15.- Buque Gasero: (Gas Carrier) Buque tanque especialmente diseñado para el transporte de gas licuado de petróleo.
- 16.- Buque Petrolero: (Tanker Oil) Buque tanque especialmente diseñado para el transporte de petróleo crudo, o de productos líquidos derivados del petróleo.
- 17.- Buque Químico: (Chemical Tanker) Buque tanque especialmente diseñado para el transporte a granel de sustancias químicas líquidas. Estas sustancias están enumeradas en el “Código internacional de Químicos” (CIQ) y el “Código de graneleros para productos químicos”.
- 18.- Buque Tanque: (Tanker Ship) Buque de carga construido o adaptado para el transporte a granel de cargamentos líquidos de naturaleza inflamable.
- 19.- Butano: Un hidrocarburo que consiste de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licua fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar.
- 20.- Calafatear: Es el proceso de sellar e impermeabilizar las uniones de las tablas de madera en la construcción de buques de madera. Uno de los selladores más utilizados en este procedimiento es el Sicaflex.
- 21.- Catalizadores: Son sustancias que se agregan en el procedimiento del cracking catalítico, las cuales aceleran las reacciones químicas en el proceso y permiten obtener gasolinas con índices de octanos superiores a los obtenidos en los procesos convencionales. Los catalizadores más utilizados son el Oxido de Aluminio (Al_2O_3) y los polvos de gel Aluminio-Silice.
- 22.- Centistokes: Unidad de medida de la viscosidad en el sistema métrico. Se denota con las siglas cSt.
- 23.- Combustible Diesel: (Diesel Fuel Oil) El combustible diesel es una mezcla compleja de hidrocarburos compuesta principalmente de parafinas y aromáticos, con un contenido de olefina que alcanza solamente a un pequeño porcentaje por volumen. La combustibilidad de un combustible diesel en los motores diesel se caracteriza por su número de cetano, el cual es una medida de su capacidad para ser sometido a ignición de compresión, bajo condiciones de prueba estándar. Los combustibles con un número mayor de cetano se queman más fácilmente en los motores de ignición de compresión.
- 24.- Coque de petróleo: Combustible sólido obtenido a partir de los residuos del refinado del petróleo, utilizado principalmente en hornos industriales y la industria siderúrgica.
- 25.- Coquización: Proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo.
- 26.- Crisol: Recipiente de laboratorio resistente al fuego en el que se funden sustancias.
- 27.- Crudo reducido: Es el petróleo que queda al fondo de la torre de destilación atmosférica o primaria, el cual es carga de la torre de destilación al vacío.
- 28.- Decantación: Proceso de separación de un líquido y un sólido insoluble en él, por acción de la gravedad, que hace que el sólido se precipite hacia el fondo del recipiente en el cual se encuentra.
- 29.- Derrick: Estructura con forma de torre y tronco de pirámide, de unos 40 o 50 metros de altura, que sostiene la columna de barras de sondeo de la torre de perforación.

- 30.- Destilación: Proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse. Mediante vaporización y condensación sucesiva del petróleo crudo en una columna de fraccionamiento, se separarán los productos ligeros dejando un residuo de aceite combustible o bitumen. La destilación se lleva a cabo en forma tal que se evite cualquier desintegración. Es el proceso básico que tiene lugar en una refinería.
- 31.- Detritos: Cualquier acumulación de materiales sueltos que se produce por descomposición de las rocas. Esta acumulación puede producirse in situ o ser transportada por cursos de agua o hielo y depositada en otros emplazamientos.
- 32.- Esteres: Compuestos formados por la combinación de ácidos y alcoholes. Este es uno de los principales productos de alimentación para la industria química.
- 33.- Etano: Hidrocarburo que consiste de dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Normalmente este gas está presente en la mayor parte de los casos en el gas natural.
- 33.- Etanol: Compuesto químico formado por fermentación o síntesis; utilizado como una materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.
- 34.- Etileno: Olefina consistente de dos átomos de carbono y cuatro átomos de hidrógeno; es un químico básico muy importante en las industrias química y de plásticos.
- 35.- FCC: Siglas en inglés del proceso de Cracking Catalítico Fluido (Fluid Catalytic Cracking). También conocido con el nombre de Desintegración; este proceso permite transformar moléculas pesadas de hidrocarburos en combustibles livianos y materias primas para la industria petroquímica.
- 36.- Fracciones ligeras: Las fracciones de bajo peso molecular y bajo punto de ebullición que emergen de la parte superior de la columna de fraccionamiento durante la refinación del aceite.
- 37.- Fracciones pesadas: También conocidas como productos pesados, estos son los combustibles formados de moléculas grandes que emergen del fondo de una columna fraccionadora, durante la refinación del petróleo.
- 38.- Gas amargo: Gas natural que contiene cantidades significativas de ácido sulfhídrico. El gas amargo se trata usualmente con trietanolamina para remover los elementos indeseables.
- 39.- Gas asociado: Gas natural encontrado en asociación con aceite en un yacimiento, ya sea disuelto en el aceite o como una capa arriba del aceite.
- 40.- Gas combustible: Se refiere a combustibles gaseosos, capaces de ser distribuidos mediante tubería, tales como gas natural, gas líquido de petróleo, gas de hulla y gas de refinería.
- 41.- Gas de carbón: Gas elaborado mediante la destilación destructiva de carbón bituminoso. Los principales componentes son metano (20 a 30%) e hidrógeno (alrededor de 50%).
- 42.- Gas de Goningen: Gas natural que se da en la zona de Goningen, Holanda, y que se caracteriza por tener uno de los menores poderes caloríficos de los gases que se producen actualmente en el mundo.
- 43.- Gas del Mar del Norte: Gas natural que se obtiene de la zona del mar del norte al este de Gran Bretaña y al oeste de Noruega.
- 44.- Gas dulce: Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

- 45.- Gas licuado de petróleo: (Liquified Petroleum Gas - LPG) El LPG está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. El LPG puede utilizarse para cocinar, para calefacción o como combustible automotriz.
- 46.- Gas natural: Mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o petróleo asociado con el gas. El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.
- 47.- Gas natural crudo: Gas natural que contiene impurezas y sustancias indeseables tales como: agua, nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico gaseoso y helio. Estos se remueven antes de que el gas se venda.
- 48.- Gas natural licuado: Gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161 °C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (LNG).
- 49.- Gas pobre o seco: Gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de 1,000 Btu/pié cúbico estándar, a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.
- 50.- Gas rico: Gas predominantemente con metano, pero con una proporción relativamente alta de otros hidrocarburos. Muchos de estos hidrocarburos normalmente se separan como líquidos del gas natural.
- 51.- Gas sintético: Gas rico en metano producido a partir de aceite o carbón que tiene las mismas características básicas y composición química que el gas natural. Después de tratamiento para eliminar bióxido de carbono es adecuado para servicio doméstico, como gas de bajo poder calorífico.
- 52.- Gasoductos: Los gasoductos son conductos de tuberías, equipos y accesorios destinados al transporte del gas desde las refinerías hasta las industrias y domicilios.
- 53.- Gasóleo: (Gas oil) Aceite intermedio procedente del proceso de refinación; utilizado como combustible en motores diesel, quemado en sistemas de calefacción central y como carga de alimentación para la industria química.
- 54.- Gasolina: Se denomina gasolina al combustible de automoción que usan los motores de explosión (motores Otto). En Argentina a este producto se le llama nafta y en Chile se denomina Bencina.
- 55.- Gravedad API: La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.
- 56.- Gravedad específica. La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad del agua a 4 °C.
- 57.- Hidrocarburo: Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno, por ejemplo carbón, petróleo crudo y gas natural.
- 58.- Hidrólisis: La hidrólisis es una reacción en la que se rompe un enlace covalente entre dos subunidades por medio de la adición del equivalente a una molécula de agua; se agrega un átomo de hidrógeno a una subunidad y un grupo hidroxilo a la otra.

- 59.- Hidrotratamiento: Usualmente se refiere al proceso de hidrodesulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.
- 60.- IFO: (Intermediate Fuel Oil) Son los combustibles marinos residuales, provenientes de la mezcla física de Fuel Oil con gasóleo y Diesel. De este producto existen varios grados y se clasifican de acuerdo a la viscosidad y a la exigencia según los requerimientos del motor en el que va a ser usado. Los grados más conocidos a nivel internacional son el IFO 180 e IFO 380.
- 61.- Índice de Cetano: Es una medida de la calidad de ignición de los combustibles Diesel.
- 62.- Índice de Octano: Es una medida de la resistencia a la pre-ignición de la gasolina.
- 63.- Índice de viscosidad: Medida de la relación entre la temperatura y la viscosidad de un aceite.
- 64.- Kerosene: Un aceite medio ligero procedente de la refinación del petróleo, intermedio entre el gasóleo y la gasolina; utilizado para alumbrado y calefacción.
- 65.- Lignito: El lignito se forma por compresión de la turba (materiales de origen vegetal descompuestos) convirtiéndose en una sustancia parda y desmenuzable. Su concentración de carbono varía entre un 60 y 75%.
- 66.- Lodos de perforación: Una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la barrena (o trépano), para elevar hasta la superficie el material que va cortando la barrena, para evitar el colapso de las paredes del pozo y para mantener bajo control el flujo ascendente del petróleo ó del gas. Es circulado en forma continua hacia abajo por la tubería de perforación y hacia arriba hasta la superficie por el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo.
- 67.- Maniobra: Se refiere a cualquier acción, operación o faena realizada a bordo, como por ejemplo maniobra de atraque y desatraque, maniobra de hombre al agua, etc.
- 68.- Menas: La mena está formada de dos partes; el mineral que es la especie de interés que se encuentra en estado sólido con una composición química definida y la ganga que es la parte sin interés económico. La riqueza de una mena se define como el porcentaje de metal que contiene, generalmente, en estado combinado.
- 69.- Metano: La más pequeña de las moléculas de los hidrocarburos, con un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. Es el componente principal del gas natural, pero también está presente en las capas de carbón, y es producido por animales y por la descomposición de los vegetales. Es un gas ligero, sin color, sin olor y flamable bajo condiciones normales. El metano es el primer miembro en la serie de alcanos (parafinas). A presión atmosférica se licúa a -162°C .
- 70.- Metanol: Un alcohol utilizado como materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos. También se conoce con el nombre de alcohol metílico; es un líquido ligero, incoloro, inflamable y tóxico, que se emplea como anticongelante, disolvente y combustible.
- 71.- Metro cúbico: Unidad de medición para volumen de gas. La cantidad de gas requerido para llenar el volumen de un metro cúbico.
- 72.- Mezcla Brent: Una mezcla de crudos del Mar del Norte usado como marcador para precio internacional del crudo.
- 73.- Morteros: El mortero es uno de los materiales básicos de la edificación. Es una mezcla de uno o varios conglomerados minerales, áridos, agua y aditivos.

- 74.- Napas: Son pliegues subterráneos de tierra, que atrapan agua y que surten de agua a la población.
- 75.- Negro de humo: Un producto de carbono obtenido de la carga líquida que contiene carbono, y es utilizado principalmente en la industria del hule, como por ejemplo en las llantas de automóviles.
- 76.- Normas CAS: Son las siglas en inglés del “Esquema de evaluación de condiciones” que se aplican a los petroleros de las categorías 1 y 2 según MARPOL.
- 77.- Olefinas: Grupo de hidrocarburos, incluyendo etileno y propileno, de especial importancia como insumo a la industria química.
- 78.- Oleoductos: Los Oleoductos son conductos de tuberías, equipos y accesorios destinados al transporte del petróleo y sus derivados desde las refinerías hasta las industrias.
- 79.- Ondas Hertzianas: Son alteraciones, de naturaleza ondulatoria, que se propagan por el espacio a una velocidad de 300.000 Km/s. Las ondas hertzianas están formadas por un campo eléctrico y otro campo magnético, perpendiculares entre si. El campo eléctrico es el encargado de impulsar la propagación de las ondas, y el campo magnético da lugar a las ondulaciones, debido a las líneas de fuerza que producen el Polo Norte y Sur magnéticos.
- 80.- Parafina: Material sólido o semi-sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.
- 81.- Petróleo: Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva de las palabras en latín petra (piedra) y oleum (aceite).
- 82.- Petróleo crudo: Mezcla de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos que se encuentra en el interior de los pliegues terrestres.
- 83.- Petrolero de casco doble: Buque tanque en el cual el fondo y los lados de los tanques de carga están separados del fondo y de los costados del casco por espacios de hasta 1 a 3 metros de ancho o de fondo. Estos espacios permanecen vacíos cuando el buque-tanque lleva carga, pero se llenan de agua de mar en el viaje con lastre.
- 84.- Petrolero de casco simple: Buque tanque cuyos lados y fondo de los tanques de carga son el fondo y los costados del casco, es decir, los tanques de carga no están separados del costado y del fondo del casco.
- 85.- Plataforma Off-shore: Estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.
- 86.- Poder calorífico: La cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido seco o saturado con vapor de agua; y neto o bruto. ("Bruto" significa que el agua producida durante la combustión ha sido condensada en líquido, liberando así su calor latente; "Neto" significa que el agua permanece como vapor). La convención general es llamarle seco ó bruto.
- 87.- Polietileno: Polímero formado por la unión de moléculas de etileno; uno de los plásticos más importantes.
- 88.- Polímero: Compuesto complejo en el cual moléculas individuales (monómeros) se unen químicamente en cadenas largas, por ejemplo en los plásticos.

- 89.- Polipropileno: Polímero formado uniendo moléculas de propileno.
- 90.- Pozo: Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer petróleo o gas.
- 91.- Pozo de aforo: Un pozo que se perfora como parte de un programa para determinar el tamaño y la producción de un campo de petróleo o de gas.
- 92.- Pozo de exploración: Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.
- 93.- Pozo de gas: Un agujero hecho en la tierra con el objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.
- 94.- Propano: Hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, consistente de tres átomos de carbono y ocho de hidrógeno, y en estado gaseoso en condiciones normales. Se le emplea como combustible automotriz, para cocinar y para calefacción. A presión atmosférica el propano se licúa a -42°C .
- 95.- Propileno: Olefina consistente de una cadena corta de tres átomos de carbono y seis de hidrógeno; producto químico básico muy importante para las industrias química y de plásticos.
- 96.- Recuperación primaria: La recuperación de petróleo y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas.
- 97.- Recuperación secundaria: La recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.
- 98.- Recuperación terciaria: Recuperación de hidrocarburos de un yacimiento por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos.
- 99.- Refinería: Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.
- 100.- Reformación: Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de gasolina modificando su estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica, y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.
- 101.- Reservas probables: Estimado de las reservas de aceite y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.
- 102.- Reservas probadas: La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.
- 103.- Reservas recuperables: La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.
- 104.- Separador centrifugo: Equipo utilizado para la purificación y clarificación de combustibles.

- 105.- Strippers: Son pequeñas torres cuya función principal es eliminar los componentes de bajo peso molecular de los combustibles extraídos lateralmente en las torres fraccionadas.
- 106.- Surgencia natural: Empuje que hace que el petróleo suba en forma natural a través del pozo. Este empuje se logra por la diferencia de presiones que se produce al perforar el yacimiento.
- 107.- Tetraetilo de plomo: Aditivo usado antiguamente para mejorar el octanaje de las gasolinas. Se dejó de utilizar por ser perjudicial para la salud humana.
- 108.- Topping: Nombre que se da también a la torre de destilación atmosférica, en la cual se realiza la primera etapa del refinado del petróleo crudo.
- 109.- Torre de preflash: Torre en la que se precalienta el petróleo crudo previo a su ingreso a la torre de destilación atmosférica.
- 110.- Trampa de petróleo: Trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.
- 111.- Trasvasije: Faena de movimiento de masas de combustible de un estanque a otro.
- 112.- Trépano: también conocida como broca o barreno, corresponde a la herramienta encargada de perforar la superficie terrestre para llegar hacia el yacimiento.
- 113.- Turbocombustible: combustible utilizado en la industria aérea.
- 114.- Viscosidad: La resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.
- 115.- Yacimiento: Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades diferentes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.
- 116.- Zócalo: Cuerpo inferior de una construcción cuya función es elevar los basamentos a un mismo nivel.
- 117.- Zona de flash: Zona de la torre de destilación atmosférica y al vacío, en la cual se le aplica calor al petróleo crudo para su fraccionamiento.

Bibliografía

- 1.- **“The Petroleum Handbook”**, Compiled by members of the staff of companies of the Royal Dutch/Shell Group, Published by Shell International Petroleum Company Limited, Fourth Edition London 1959.
- 2.- **“Know Your Fuels, Bunker Quality”**, Boletín técnico publicado por “Shell International Trading Company”, Shell Centre, London April 1991.
- 3.- **“The Perolin Marine Application Manual”**, Manual de productos publicado por “Unitor Company”, London 1990.
- 4.- **“Refinación de Petr6leos”**, W. L. Nelson, Tercera edici6n, Editorial Revert6 S.A., Impreso en Barcelona Espa1a, 1958.
- 5.- **“Motores de Combust6n Interna y Turbinas de Gas”**, Daniel Cabronero Mesas, Segunda Edici6n, Graficas Benaiges, Madrid Espa1a, 1995.
- 6.- **“Funcionamiento y Estructura del Motor Diesel”**, Juan Millares de Imperial, Juan Villalta Esqui6s, Tercera Edici6n, Ediciones CEAC S.A., Barcelona Espa1a, Mayo 1986.
- 7.- **“Refino de Petr6leo”**, J. H. Gary, G. E. Handwerk, Editorial Revert6, Barcelona Espa1a, 1980.
- 8.- **“Apuntes del Curso de Maquinas Marinas y Auxiliares”**, Mario Loaiza Ojeda, ICNA 287, Instituto de Ciencias Navales y Mar6timas, Universidad Austral de Chile, Valdivia Chile, 2001.
- 9.- **“Apuntes del Curso de Combust6n Interna”**, Mario Loaiza Ojeda, ICNA 220, Instituto de Ciencias Navales y Mar6timas, Universidad Austral de Chile, Valdivia Chile, 2002.
- 10.- **“Rules For Building and Classing”**, ABS, Publicado por “American Bureau Of Shipping”, Nueva York, 2001.
- 11.- **“Rules And Regulations for the Classification of Ships”**, Lloyd’s Register, Publicado por Lloyd’s Register, London July 2002.

- 12.- **“Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación del Mar por Hidrocarburos, MARPOL 73/78”**, Documento OMI, Londres Inglaterra, Febrero 1978.
- 13.- **“Convenio Internacional Para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar, SOLAS”**, Documento OMI, Londres Inglaterra, 1974.
- 14.- **www.imo.org** (Sitio Web de la Organización Marítima Internacional).
- 15.- **www.bunkerworld.com** (Sitio Web sobre los precios de petróleos Navales en el mundo).
- 16.- **www.copec.cl** (Sitio Web de la Compañía de Petróleos de Chile).
- 17.- **www.shell.com** (Sitio Web de la Royal Dutch/Shell Group).
- 18.- **www.enap.cl** (Sitio Web de la Empresa Nacional del Petróleo).
- 19.- **www.cne.cl** (Sitio Web de la Comisión Nacional de Energía).
- 20.- **www.directemar.cl** (Sitio Web de la Dirección General del Territorio Marítimo).