

Capítulo 8

Transporte

Índice **Página**

Introducción 349

I. Oleoductos 352

- El tendido de oleoductos 353
- Características de las tuberías 354
- El flujo de fluidos por tuberías 354
- Tecnología fundamental de diseño 356
- Otros aspectos del diseño 358
- Inversiones y costos 359
- Mantenimiento 361
- Los oleoductos del país 362

II. Gasductos 363

- Apreciaciones básicas 363
- Recolección del gas 363
- Características de las tuberías 364
- El flujo de gas por gasductos 365
- La compresión del gas 366
- La medición del gas 368

III. Tanqueros 372

- El tanquero petrolero original 372
- Identificación visual de los buques 373
- Evolución del tanquero 374
- Los supertanqueros 376
- El canal de Suez y los tanqueros 378
- Fletamento y fletes 381
- Puertos/terminales 382
- Abanderamiento de buques 383

IV. La Flota Petrolera Venezolana 384

- La flota del lago 384
- La flota remozada 385
- Creación PDV Marina 387
- Consolidación de la flota 387
- Alcance de las actividades 388

Introducción

Al iniciarse la producción del primer pozo petrolero (1859), en Pennsylvania, abierto para propósitos comerciales y con fines de crear la industria de los hidrocarburos, nació también la rama del transporte.

Era necesario llevar el crudo del pozo a los sitios de separación, tratamiento y almacenamiento en el propio campo. De allí, transportarlo luego a los lugares cercanos o lejanos de refinación o de exportación. Finalmente, transportar grandes volúmenes de productos a los puntos de consumo.

Al comienzo la tarea no fue fácil, pero la falta de medios e instalaciones apropiadas estimuló la creatividad de los pioneros. Inicialmente se valieron de troncos de árboles, que agujerearon longitudinalmente, o del bambú, para construir ductos. Las secciones las unían con abrazaderas metálicas rudimentarias que sujetaban con remaches o pernos que la mayoría de las veces cedían y causaban filtraciones. Poco a poco se las ingenieron para contrarrestar esas dificultades y optaron por el uso de tuberías de hierro, de pequeños diámetros.

En pocos años (1859-1865), el almacenamiento y el transporte de petróleo ganaron la atención de las siderúrgicas y comenzó la fabricación de tubos, de recipientes metálicos, bombas y muchos otros equipos y herramientas requeridos por el sector, que se perfiló como gran cliente de la industria metalmecánica.

Al principio, para el transporte de crudo a cortas distancias por vía terrestre y/o fluvial se utilizaron barriles, cuyas duelas estaban sujetas en los extremos y en el medio por flejes muy ceñidos para impartirle mayor hermeticidad.

Para la época había una gran variedad de barriles de diferentes volúmenes, utilizados para almacenar líquidos y sólidos. Pero en 1866 alguien optó por adoptar lo que se lla-



Fig. 8-1. Los primeros campos petroleros fueron verdaderos laberintos. Estados Unidos, década de 1860.

mó la “Regla de Virginia Occidental”, que definía al barril para cargar petróleo como un recipiente hermético capaz de contener 40 galones, y una ñapa de “dos galones más a favor del comprador”. Y así hasta hoy, el barril petrolero universalmente aceptado tiene 42 galones, equivalentes a 159 litros. Las dimensiones originales de este barril han podido ser, aproximadamente: altura: 88 centímetros y diámetro: 48 centímetros.

La utilización de barriles de madera por la industria petrolera incrementó la producción de esas fábricas. Con el tiempo se fabricaron de metal y a medida que fue evolucionando el transporte de crudo por otros medios, desapareció su uso para este menester. Sin embargo, ha quedado el barril como el símbolo y referencia de volumen de la industria no obstante que también se usan otras unidades de peso y/o volumen en las transacciones petroleras: toneladas larga y corta; tonelada métrica; metro cúbico; galón y barril imperiales; pie cúbico, y unidades volumétricas menores como el litro, el cuarto de galón imperial para sólidos o líquidos, equivalente a 69,355 pulgadas cúbicas (1.136,5 cc) o el cuarto de galón estadounidense para líquidos, equivalente a 67,20 pulgadas cúbicas (1.101 cc).

Hoy la industria petrolera usa una variedad de recipientes para envasar los productos derivados del petróleo. Pero todavía uti-



Fig. 8-2. El barril original utilizado por la industria fue fabricado por algunas empresas en sus propias instalaciones.

liza el barril metálico para envasar aceites, lubricantes, asfaltos y hasta ciertos combustibles cuyo envío a áreas remotas así lo requieren.

A medida que se descubrían nuevos yacimientos en las cercanías de las vías fluviales, la incipiente industria petrolera estadounidense comenzó a diversificar los medios de transporte de petróleo en la década de 1860. De los campos petroleros comenzaron a tenderse oleoductos de corta longitud y pequeño diámetro a las orillas de los ríos, dando así origen a las primeras terminales, donde el petróleo se embarrilaba para ser luego transportado por lanchones, barcazas o gabarras a diferentes sitios.

Los ferrocarriles que pasaban cerca de los campos estadounidenses se convirtieron también en transportadores de petróleo. Al correr del tiempo se desató una acérrima competencia entre los ferrocarrileros, las empresas de oleoductos y las flotillas de transporte fluvial y terrestre por la supremacía del negocio. Pero finalmente, por razones obvias, los oleo-

ductos ganaron la opción para transportar petróleo por tierra.

Al comenzar la exportación de crudos, el transporte marítimo original consistió en llevar barriles llenos de petróleo de un sitio a otro. Sin embargo, bien pronto, en 1863, al velero "Ramsey" se le instalaron unos tanques metálicos en sus bodegas para llevar petróleo a granel, además del cargamento en barriles. El transporte a granel hacía temer por el peligro de incendio. No obstante, se insistió en equipar con tanques a muchos veleros, y a uno de éstos, el "Charles", de 794 toneladas, se le instalaron 59 tanques en sus bodegas y se mantuvo en servicio durante cuatro años hasta incendiarse en 1872.

Este incidente llamó poderosamente la atención y volcó el interés de los armadores por normas de seguridad que debían ponerse en práctica y la necesidad de construir tanques de metal para el transporte de crudos.

El desarrollo y consecuente incremento de la producción de petróleo impulsó los medios de transporte. La iniciación y la



Fig. 8-3. El barril de metal reemplazó al de madera. Hoy una gran variedad de recipientes de metal se utiliza en las actividades petroleras.

competencia de la industria petrolera en Rusia en 1863 contribuyó al desarrollo del transporte petrolero terrestre, fluvial y marítimo. Las experiencias y logros iniciales se multiplicaron rápidamente en la medida en que la industria estableció operaciones en cada país.

La Primera Guerra Mundial (1914-1918) puso de manifiesto la importancia del petróleo como futura fuente de energía. La aviación y los vehículos motorizados de entonces presagiaban grandes innovaciones. Las marinas mercantes y de guerra contemplaban cambios substanciales en el reemplazo del carbón por los hidrocarburos. Todas estas expectativas se transformaron en realidad años más tarde e influyeron poderosamente en todos los aspectos del transporte de hidrocarburos en los años 1919-1939.

Durante la Segunda Guerra Mundial (1939-1945) surgieron nuevos retos en el transporte terrestre, fluvial y marítimo de crudo, combustibles y otros derivados del petróleo. La ciencia, la investigación y las tecnologías petroleras y afines respondieron con rapidez a las necesidades planteadas. Por ejemplo, se acometió la fabricación de tuberías de gran diámetro (508 y 610 mm) para el tendido de oleoductos y poliductos de grandes longitudes (2.360 y 1.860 km) en Estados Unidos. El transporte de crudos y/o productos por los ferrocarriles estadounidenses llegó a descargar diariamente en un solo punto del estado de Penn-



Fig. 8-4. El desarrollo de la producción de petróleo hizo que los ferrocarriles participaran en el transporte, utilizando un vagón especial de carga.

sylvania hasta 1.250 vagones, equivalente a un promedio de 332.500 barriles. Para las áreas de combate se diseñaron tuberías livianas y de pequeños diámetros, de fácil y rápido tendido, capaces de mantener el suministro de combustible a máxima capacidad para las tropas. Tambores y tanques especiales, de goma, de caucho o de metal liviano, fueron ideados y probados con éxito.

En cuanto al transporte fluvial, los astilleros produjeron nuevos diseños para la construcción de lanchones, barcazas y gabarras, a fin de responder a los requerimientos de transporte de crudos y/o combustibles y otros derivados del petróleo. Y para el transporte marítimo, el tanquero T-2, de 138.500 barriles de capacidad, fue el precursor de los cambios y adelantos que años después ocurrirían en este sector del transporte petrolero.

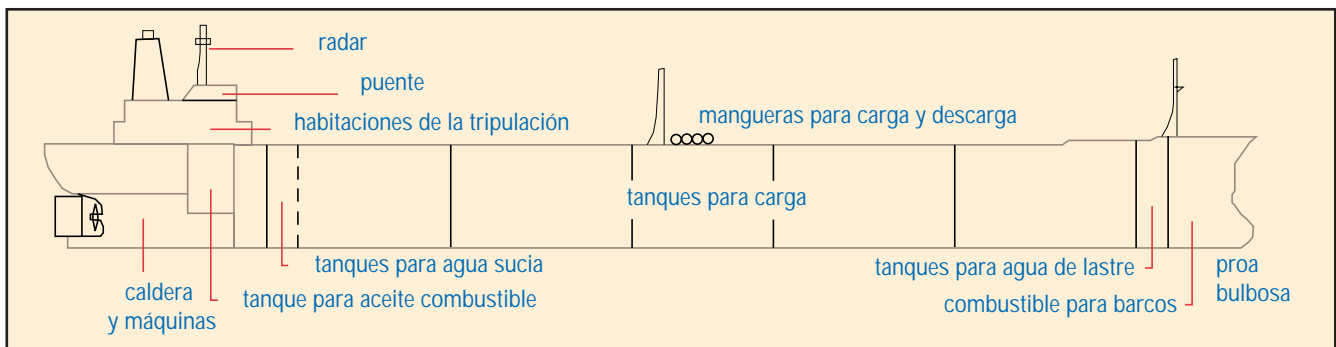


Fig. 8-5. Silueta de un tanquero moderno y distribución de sus instalaciones; la proa bulbosa sirve para eliminar olas inducidas por la velocidad de la nave.



Fig. 8-6. Tanquero suministrando combustible en alta mar durante la Segunda Guerra Mundial (1939-1945).

La importancia de la mención de todos estos detalles se debe a que la tecnología que auspicia los adelantos logrados en el transporte de hidrocarburos se ha mantenido en constante evolución y nuevos equipos, materiales y herramientas son las respuestas a los tiempos, circunstancias y retos planteados. A continuación se analizan en detalle aspectos relevantes respecto a oleoductos, gasductos y tanqueros, principales medios utilizados por la industria para el transporte de hidrocarburos y sus derivados.

I. Oleoductos

La experiencia y las modalidades del transporte de crudos por tuberías (oleoductos) han dado respuestas satisfactorias a las necesidades de despachar y recibir diariamente grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado desde los campos petrolíferos a las refinerías y/o terminales ubicadas a corta, mediana o grandes distancias, en un mismo país o países vecinos.

El oleoducto se ha hecho necesario porque transporta crudo ininterrumpidamente veinticuatro horas al día, salvo desperfectos o siniestros inesperados, y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofre-

cer, en igualdad de condiciones. Además, no sólo facilitan el transporte terrestre de petróleo, sino que también se utilizan oleoductos submarinos para llevar a tierra la producción de yacimientos ubicados costafuera, y a veces a grandes distancias como en el lago de Maracaibo, el golfo de México, el mar del Norte y otras áreas.

Varios oleoductos conectados entre sí pueden formar un sistema o red de oleoductos cuyo servicio de transporte se utiliza local, regional, nacional o internacionalmente.

Los adelantos en la investigación y diseño de oleoductos y las experiencias cosechadas por la industria petrolera en esta rama del transporte, han permitido extender esos conocimientos al transporte de sólidos por tuberías. Tal es el caso del transporte del carbón. Varias empresas petroleras estadounidenses han experimentado con éxito el diseño y funcionamiento de carboductos, utilizando un medio líquido, generalmente agua, para mantener en suspensión el carbón fragmentado y facilitar el desplazamiento. Esta idea tiene la ventaja del despacho y entrega diaria continua de grandes volúmenes a larga distancia, y en un tiempo y costo que pueden competir favorablemente con otros medios de transporte.



Fig. 8-7. Oleoducto.

El tendido de oleoductos

El tendido de oleoductos se hace sobre una trocha o vereda que en la construcción de caminos o carreteras equivaldría a la fase primaria de la apertura de la ruta de penetración. Generalmente, se empieza la trocha de un extremo a otro, pero esto no niega que para lograr una apertura rápida la trocha pueda comenzarse por ambos extremos. En realidad, cuando el oleoducto es muy largo se opta por hacer la trocha simultáneamente por tramos intermedios que se van uniendo según un programa definido de trabajo.

Subsecuentemente, como sucede con la trocha, puede optarse por hacer el tendido simultáneo del oleoducto desde varios tramos con el propósito de acelerar la terminación de la obra, ganarle tiempo al tiempo y evitar condiciones atmosféricas adversas: lluvias continuas, desbordamientos de ríos, terrenos intransitables con maquinarias y equipos pesados y otros obstáculos que hacen temporalmente imposible cumplir con el avance de la obra.

Los tubos de diámetros pequeños pueden obtenerse con roscas en un extremo (espiga o macho) y una unión o anillo rosca internamente en el otro (caja o hembra) que facilitan el acoplamiento o enrosque de



Fig. 8-8. Los ductos transportan diariamente grandes volúmenes de hidrocarburos, crudos y/o derivados, a las terminales para despacharlos luego al mercado nacional o hacia el exterior.



Fig. 8-9. Para cruzar ríos angostos se opta por suspender la tubería por razones económicas, para proteger su integridad física y por conveniencia operacional.

los tubos. Los tubos de diámetros mayores se fabrican con ambos extremos sin roscas y se acoplan por medio de un cordón de soldadura. Luego de terminada la obra, el oleoducto es probado a determinada presión y si no hay fugas o fallas estructurales se declara apto para el servicio.

Generalmente, el oleoducto va tendido sobre soportes, ubicados a determinada distancia entre sí, de manera que la tubería queda a una cierta altura para evitar que se corra por contacto directo con el suelo. Si la tubería tiene que estar en contacto con el suelo entonces se recubre con capas de materiales especiales para protegerla de la corrosión.

En ciertos tramos no queda otra opción que enterrar la tubería y para esto se protege con el recubrimiento adecuado. En el caso de que el oleoducto tenga que cruzar riachuelos o ríos muy angostos se opta por suspenderlo adecuadamente. Si se trata de ríos muy anchos, se puede elegir por tenderlo, debidamente recubierto y bien fondeado, sobre el mismo lecho del río o enterrarlo en una trinchera bien acondicionada o hacer el cruce por debajo del fondo del río por medio de un túnel.

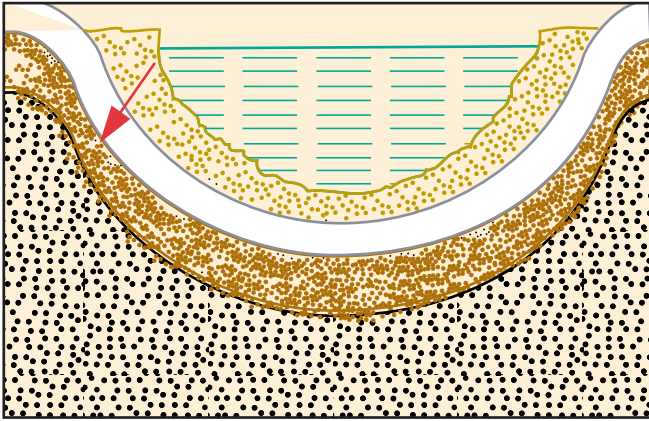


Fig. 8-10. Cuando el cruce es muy ancho se opta por depositar la tubería en el lecho del río o utilizar un túnel de orilla a orilla.

En el caso de las tuberías (ductos) utilizadas para el transporte de hidrocarburos, el contacto del metal con el suelo y/o la atmósfera y el agua causa el deterioro de su composición física y resistencia debido al proceso de oxidación ocasionado por acción química o electroquímica. Para contrarrestar el deterioro de las tuberías se recurre a la protección catódica, o sea la aplicación de una corriente eléctrica de tal manera que la tubería actúa como el cátodo en vez del ánodo de una pila electrolítica. Así se logra que esta corriente eléctrica ayude a mantener la tubería en buen estado.

En el caso de cruzar un río, y si el oleoducto descansa sobre el lecho o va enterrado, o de igual manera cuando se tienden oleoductos costafuera, se toman previsiones muy estrictas para asegurar el funcionamiento eficaz del oleoducto. A veces se opta por tener una tubería gemela, en parte o en la totalidad del trayecto, para tener el recurso de la continuidad del flujo en caso de falla de una de las tuberías.

Características de las tuberías

Para cada oleoducto se requiere un determinado tipo o clase de tubería. Generalmente, las dos características más comunes de un oleoducto son el diámetro externo y la lon-

gitud, y para identificarlo geográficamente se dice que arranca de tal punto y llega a tal sitio. Por ejemplo: oleoducto Temblador-Caripito, de 762 milímetros de diámetro (30 pulgadas) y 146 kilómetros de longitud (91,25 millas).

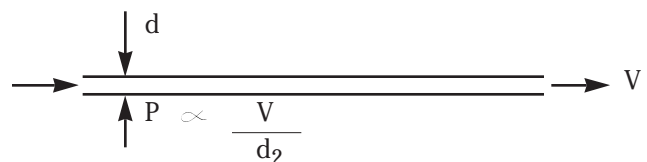
Sin embargo, durante el proceso de diseño se toma en cuenta una variedad de factores que corresponden al funcionamiento eficaz y buen comportamiento físico del oleoducto. Es esencial el tipo o calidad de acero de los tubos. Según especificaciones del American Petroleum Institute (API) la serie incluye desde el grado B que tiene un punto cedente mínimo de resistencia de 2.531 kg/cm^2 (36.000 lppc) hasta el grado X-70 cuyo punto cedente mínimo es de 4.921 kg/cm^2 (70.000 lppc). Esta resistencia denota la capacidad que tiene el material (acero) para resistir la deformación (elongación) bajo la acción de fuerzas que puedan aplicársele.

La competencia de la tubería es muy importante debido a que el flujo del petróleo por ella se logra por presión a lo largo del oleoducto. Por tanto, la tubería debe resistir también presiones internas porque de lo contrario estallaría.

En resumen, la competencia de la tubería está indicada por la calidad o grado del acero con que es fabricada; su resistencia a fuerzas longitudinales, externas e internas; diámetros externo e interno; espesor y peso de la tubería por unidad lineal.

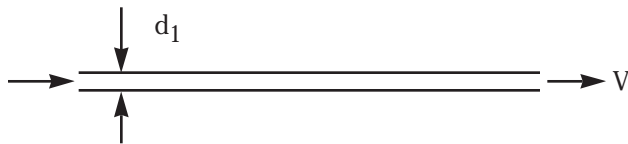
El flujo de fluidos por tuberías

El volumen de crudo transportado está en función del diámetro de la tubería y de la presión que se le imponga al crudo para moverlo (velocidad) por la tubería. Como podrá apreciarse, la presión también está en función de la densidad (peso) y de la viscosidad (fluidez) del crudo.



La tecnología de la transmisión de fluidos por tuberías arranca de los conceptos y apreciaciones formuladas a través de años por muchos investigadores. Originalmente, Poiseuille (1842) observó y propuso que la pérdida de presión debido al flujo de agua por tubos de diámetros pequeños (capilares) era directamente proporcional a la velocidad e indirectamente proporcional al cuadrado del diámetro interno de la tubería.

$$P \propto \frac{V}{d_1^2}$$



Darcy (1857) experimentó con tubos de mayor diámetro y observó que la pérdida de presión era, aproximadamente, directamente proporcional a la velocidad al cuadrado e indirectamente proporcional al diámetro interno de la tubería,

$$P \propto \frac{V^2}{d_1}$$

Esta significativa discrepancia requirió explicación, la cual fue dada en 1883 por Osborne Reynolds († 1912), físico inglés, quien demostró que así como un disco gira y muestra vibraciones a una cierta velocidad, pero que por encima o por debajo de esa velocidad gira imperturbablemente, de igual manera sucede con los líquidos que se bombean por tuberías. De allí que el tipo de flujo sereno (laminar) observado en tubos capilares por Poiseuille se tornase turbulento a más altas velocidades, de acuerdo con los experimentos realizados por Darcy.

De estas observaciones y subsecuentes experimentos, Reynolds dedujo la relación existente entre el diámetro interno de la

tubería (d), la velocidad promedio del flujo (v), la densidad del fluido (s) y la viscosidad absoluta del fluido (u), que expresó de la siguiente forma:

$$\frac{dvs}{u}$$

A esta relación abstracta se le dio, en honor a su proponente, el nombre de número de Reynolds.

$$R = \frac{dvs}{u}$$

Esta relación se aplica en la resolución de problemas de hidráulica (transmisión de fluidos por tuberías) y de aerodelismo en túneles de aerodinámica.

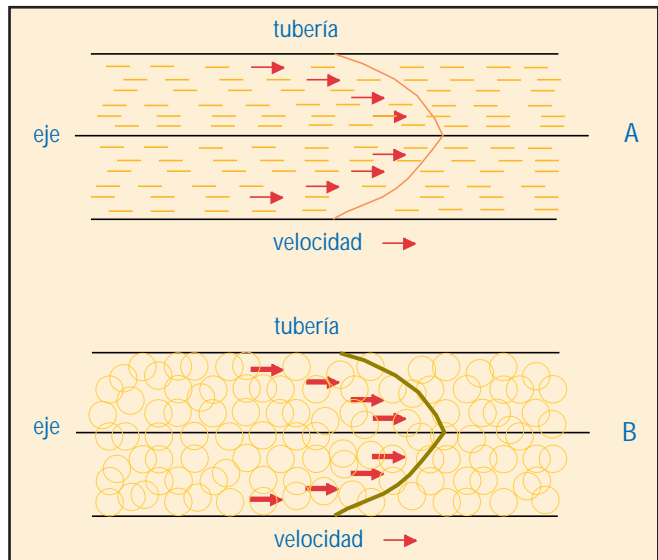


Fig. 8-11. A= flujo laminar, B= flujo turbulento.

Las dos figuras anteriores representan ideas sobre los experimentos de Reynolds. Se valió Reynolds de la inyección de colorante al flujo y notó que en el caso de flujo sereno (laminar), el colorante se desplazó uniformemente sin difundirse pero en el caso de flujo turbulento, debido al incremento de velocidad, el colorante se dispersó por toda la corriente del líquido.

No obstante todo lo antes dicho, todavía faltaba algo que debía considerarse para que las relaciones y ecuaciones formuladas por los investigadores nombrados fuesen expresiones matemáticas completas.

En 1914, T.E. Stanton y T.R. Pannell consideraron la confirmación del número de Reynolds e introdujeron el coeficiente "f" de fricción, demostrando la relación directa y la existencia de un valor único de fricción para cada número Reynolds. De esta manera se deslindó la incertidumbre en los cálculos y se estableció que la velocidad crítica está en el rango de número de Reynolds entre 2.000 y 3.000. O sea que el flujo sereno (laminar) termina alrededor de 2.000 y el flujo turbulento comienza alrededor de 3.000.

El coeficiente de fricción tiene que ver con el flujo a todo lo largo de la tubería y su correspondiente valor para cada número de Reynolds puede obtenerse de gráficos (Rn vs. f) que traen los tratados, textos y artículos sobre la materia.

Los conceptos y apreciaciones mencionados sobre el flujo de fluidos son aplicables tanto para el petróleo, el gas y todos los

otros fluidos que sean bombeados por tuberías. En la práctica, se encontrará que las fórmulas matemáticas fundamentales aparecen con ciertas modificaciones de forma en sus términos. Esto no contradice la exactitud de los cálculos sino que facilita su aplicación, en concordancia con los datos y situaciones dadas para el diseño de gasductos, oleoductos, poliductos o acueductos.

Tecnología fundamental de diseño

Las fórmulas matemáticas para el flujo de fluidos por tuberías contienen directa o indirectamente una variedad de términos. Es decir que algunos son evidentes por definición y magnitud, pero otros (indirectos) tienen que ser introducidos o convertidos para satisfacer la definición y magnitud del término en la fórmula. Por ejemplo: el coeficiente de fricción se obtiene utilizando el número de Reynolds, y éste se obtiene por medio de las fórmulas antes descritas. Si solamente se conoce la gravedad API del fluido hay que convertir ésta a densidad, utilizando la fórmula correspondiente. Así con varios otros. En general, los términos que aparecen en las fórmulas son los siguientes:

Tabla 8-1. Sistemas y relaciones dimensionales

Símbolo	Significado	Angloamericano	Métrico
Q	Volumen	barriles/hora (b/h)	metros cúbicos/hora (m ³ /h)
D, d	Diámetro externo	pies, pulgadas	metros, centímetros
D ₁ , d ₁	Diámetro interno	pies, pulgadas	metros, centímetros
t, e	Espesor	pies, pulgadas	metros, centímetros
f	Coficiente de fricción	- Adimensional -	
g	Aceleración por gravedad	32,2 pies/seg ²	9,82 metros/seg ²
h	Presión hidrostática	pies (altura)	metros (altura)
L	Longitud	pies, millas	metros, km
P	Presión	libras/pulgada cuadrada (lppc)	kg/cm ²
R _n	Número de Reynolds	-Adimensional -	
S	Densidad	libras por pie cúbico (lppc)	kg/m ³ , gr/cc
t	Tiempo	segundos	segundos
u, Z	Viscosidad absoluta	libras/pie-seg	dina-seg/cm ²
v, V	Velocidad	pie/seg	metros/seg
°t, °T	Temperatura	°F	°C

Tabla 8-2. Ejemplos de fórmulas fundamentales para el flujo de fluidos por tuberías

Fórmulas	Observaciones
$P = \frac{V}{d^2}$	Poiseuille, fórmula original 1842. Flujo laminar.
$P = \frac{V^2}{d}$	Darcy, fórmula original 1857. Flujo turbulento.
$R_n = \frac{dvs}{u}$	Reynolds, fórmula (1883) para compensar discrepancias en los experimentos de Poiseuille (flujo laminar) y Darcy (flujo turbulento).
f, coeficiente de fricción	Stanton y Pannell, 1914, introdujeron este factor como parte correspondiente y fundamental para cada valor del número de Reynolds.
$P = \frac{0.000668 ZLV}{D^2S}$	Fórmula de Poiseuille, para flujo sereno y viscoso, según adaptación de R.E. Wilson, W.H. McAdams y M. Seltzer, 1922.
$P = \frac{0.323 f LSV^2}{D^5}$	Fórmulas de Fanning para flujo turbulento.
$P = \frac{0.0538 f LSQ^2}{D^5}$	
$P = 0,54 \frac{B^{1,735}}{D^{4,735}} S^{0,735} U^{0,265}$	Fórmula de Poiseuille, para flujo laminar y viscoso respecto de R_n , para tuberías múltiples en paralelo, 1934.
$R_n = \frac{dvs}{u} = \frac{0,02381 S}{Du}$	Otra versión para calcular R_n .
$t_1 = \frac{PD_1}{2 \text{ (resistencia al estallido)}}$	Fórmula de Barlow.

Todas las fórmulas anteriores son fundamentales. Representan las consideraciones técnicas que originalmente condujeron a la utilización de ciertos conceptos y factores para su derivación y aplicación práctica. A medida que la investigación y las experiencias operacionales han aportado nuevas apreciaciones, estas fórmulas han sido refinadas y extendidas para lograr respuestas numéricas más exactas. Tal es el caso, que los departamentos de diseño de oleoductos, gasductos y poliductos de las firmas especializadas y de las petroleras tienen sus propias apreciaciones, preferencias y razones por determinada versión y aplicación del conjunto de fórmulas disponibles sobre la materia.

Las nuevas versiones y aplicaciones de fórmulas revisadas y/o extendidas se deben a las modernas técnicas de fabricación de tubos y a los adelantos en la metalurgia aplicada en la fabricación. Por otro lado, la investigación conceptual y numérica se ha hecho más rápida, gracias a la computación electrónica, que permite el manejo simultáneo de una variedad de parámetros y hasta la proyección gráfica de relaciones interparametrales para seleccionar el diseño óptimo según las características físicas de las tuberías (diámetros interno y externo, espesor, peso lineal, resistencia al estallido, etc.); comportamiento y tipo de flujo de acuerdo con las especificaciones del crudo, diámetro interno y longitud de la tubería; topografía de la ruta;

funcionamiento general del oleoducto e instalaciones afines; inversiones, costos y/o gastos de operaciones y mantenimiento.

Otros aspectos del diseño

La longitud del oleoducto puede ser menos de una decena hasta varios miles de kilómetros. Por ejemplo, aquí en Venezuela, el oleoducto más corto es el Ulé-La Salina, estado Zulia, de 86 cm de diámetro y 4,10 km de longitud, y capacidad de 103.500 m³/día. El oleoducto más largo, de 338 km de longitud y 50,80 cm de diámetro, conecta el campo de San Silvestre, estado Barinas, con la refinera El Palito, estado Carabobo.

Es muy importante tener una apreciación real de la ruta del oleoducto. El perfil topográfico del terreno servirá para ubicar las ocurrencias naturales que están en la vía: depresiones, farallones, cerros, colinas, montañas, llanuras, pantanos, lagunas, quebradas, riachuelos y ríos.

Las diferencias de altitud o desnivel entre puntos de la vía, referidos al nivel del mar, y las distancias entre estos puntos, son datos importantes y necesarios para calcular la presión de bombeo requerida a todo lo largo del oleoducto, habida cuenta de otros factores, como son características del crudo, volumen máximo de crudo que podría bombearse diariamente y el diámetro y otros detalles de la tubería. En la práctica, en puntos de la ruta hay que incorporar al oleoducto estaciones adicionales de bombeo para garantizar el volumen del flujo deseado. Esto es muchísimo más importante en el caso de oleoductos largos. La distancia entre estaciones puede ser de 65 a 95 kilómetros o más, todo depende de la topografía del terreno y de los diferentes factores antes mencionados. En el caso de transporte de crudos pesados y extrapesados se utilizan hornos o plantas para calentar el crudo y reducir su viscosidad.

El desnivel entre dos puntos en la ruta de un oleoducto representa no solamente

altura sino presión. Veamos. En capítulos anteriores se ha mencionado el gradiente de presión ejercido por los fluidos, según la densidad de cada uno. Para el agua se determinó que es de 0,1 kg/cm²/m de altura.

Por tanto, si el desnivel o altura hidrostática entre los puntos A y B de un oleoducto es de 1.000 metros, y el oleoducto transporta crudo de 35° API, entonces la presión representada por la columna de crudo es 1.000 x 0,085 = 85 kg/cm² (1.209 lppc). Esto significa que para bombear este crudo de A a B y si B está 1.000 metros más alto que A, entonces habrá que contrarrestar en A la presión de 85 kg/cm². Además, habrá que añadirse a esa presión la presión requerida por la distancia entre los dos puntos, como también la pérdida de presión que por fricción ocasiona el flujo del crudo por la tubería, para lograr el bombeo del volumen diario de fluido deseado. Si el caso fuese contrario, o sea de B a A, el flujo sería cuestabajo y se requeriría menos presión (equivalente a 85 kg/cm² y algo más) debido al flujo por gravedad.

En este aspecto hay semejanza con el automóvil, que se le debe imprimir potencia



Fig. 8-12. Tuberías de diversos diámetros y especificaciones son requeridas para manejar los crudos desde los campos a las terminales y refinarias.

(aceleración) durante la subida de la pendiente en el camino, y cuando se hace el recorrido cuesta abajo, o sea por gravedad, se desacelera el vehículo; y para mayor control de la velocidad, como lo hace todo buen conductor se cambia de velocidad, de tercera a segunda o primera, según el grado de la pendiente, y se aplican los frenos económicamente.

Los diámetros de tuberías para oleoductos abarcan una serie muy variada, desde diámetro externo de 101,6 mm (4 pulgadas) hasta 1.626 mm (64 pulgadas). Para cada diámetro hay una variedad de diámetros internos que permiten escoger la tubería del espesor deseado y, por ende, tubos de diferente peso por unidad lineal. Por ejemplo, en el caso del tubo de 101,6 mm de diámetro externo se pueden escoger 12 opciones de espesor que van de 2,1 mm hasta 8,1 mm, y cuyo peso es de 5,15 kg/metro hasta 18,68 kg/metro, respectivamente. De igual manera, para los tubos de 1.626 mm de diámetro externo existen 13 opciones de espesor que van de 12,7 a 31,8 mm y pesos de 505,26 hasta 1.250,15 kg/metro, respectivamente.

Esta variedad de diámetros externos e internos, y naturalmente, espesores y peso lineal de los tubos, permiten la selección adecuada de la tubería requerida para satisfacer volúmenes y presiones de bombeo, como también aquellas características físicas y de resistencia que debe tener la tubería. Para cubrir los diferentes aspectos técnicos de diseño, construcción, funcionamiento y mantenimiento de

oleoductos existe un abundante número de publicaciones que recogen las experiencias logradas. Sin embargo, cada nuevo proyecto de oleoducto de por sí requiere un enfoque particular, un tratamiento adecuado y soluciones propias que, algunas veces, pueden exigir métodos extraordinarios.

Inversiones y costos

Las inversiones requeridas para un oleoducto se expresan finalmente en bolívares por kilómetro y están representadas por los siguientes renglones: estudios preliminares y definitivos, abertura y acondicionamiento de la ruta, materiales (tubería, soldadura, recubrimientos, soportes, estaciones de bombeo), mano de obra y misceláneos.

En el caso particular de oleoductos que transportan crudos pesados o extrapesados, reclaman especial atención los siguientes factores: el diámetro de la tubería y la presión de bombeo debido a las características del crudo; el revestimiento de la tubería, ya que para transportar estos tipos de crudos por tuberías se opta por mantenerlos a cierta temperatura para bajar la viscosidad y facilitar el bombeo. Esto implica también la posibilidad de disponer de estaciones adicionales de calentamiento en la ruta para mantener la viscosidad deseada. Otra alternativa para reducir la viscosidad y facilitar el bombeo de crudos pesados y extrapesados es mezclarlos con otro crudo más liviano (diluyente).

Tabla 8-3. Costos promedio de oleoductos terrestres (incluido todo)

Año	Diámetro de tubería, mm (pulgadas) y \$ milla				
	204 (8)	305 (12)	406 (16)	500 (20)	610 (24)
1997	605.483	557.359	699.239	1.043.055	1.277.548
1996	209.570	573.151	365.597	863.069	768.097
1995	410.750	469.715	298.617	863.069	768.097
1994	259.355	429.942	706.034	516.436	688.394
1993	264.238	389.570	489.737	956.379	2.605.300
1992	248.365	442.273	451.397	505.817	600.952

Fuente: Warren R. True, Pipeline Economics.

Oil and Gas Journal, November 27,1995, p. 48; August 4, 1997, p. 46.

Además, otra opción es la de bombear crudo con agua para que ésta sirva como un reductor de fricción, pero esto requiere la disposición de medios para separar y manejar el agua en la terminal donde finalmente llegará el crudo. Todo esto implica desembolsos adicionales concomitantes con los requerimientos de lograr un transporte eficiente y económico de crudos.

Como son tantos los renglones y los componentes afines que comprenden la construcción de un oleoducto, el costo final, por

razones obvias, tiende a variar de año a año. Y por las condiciones económicas mundiales actuales estas variaciones son generalmente ascendentes. Para dar idea sobre esta tendencia, vale examinar los registros cronológicos de costos estadounidenses, país donde anualmente se construyen miles y miles de kilómetros de oleoductos terrestres y submarinos en aspectos y condiciones topográficas y tecnológicas muy variadas, las cuales exigen tratamientos específicos en el diseño, en el empleo de materiales, en la metodología de la construcción y en la

Tabla 8-4. Relación porcentual de la inversión en oleoductos terrestres

	Diámetros en mm y pulgadas			
	Ruta	Materiales	Mano de obra	Misceláneos
201 (8)				
1997*	6,6	9,1	64,7	19,6
1996	1,5	24,6	41,4	32,5
1995	7,1	27,0	39,9	26,0
1994	12,3	19,0	50,3	18,4
1993	14,2	20,2	45,5	20,1
1992	10,3	24,0	35,8	29,9
305 (12)				
1997	5,0	17,8	59,0	18,2
1996	8,7	18,7	48,6	24,0
1995	92,0	15,6	46,5	28,7
1994	13,4	14,5	53,7	10,4
1993	17,2	17,2	46,4	19,2
1992	11,8	20,0	47,3	20,9
406 (16)				
1997	6,3	15,9	59,6	18,2
1996	11,6	23,2	48,5	16,7
1995	4,7	33,9	39,0	22,4
1994	11,2	14,5	57,2	17,1
1993	15,9	20,7	44,7	18,7
1992	6,2	22,2	52,2	19,4
500 (20)				
1997	-	-	-	-
1996	8,5	16,9	46,2	28,4
1995	1,9	21,1	52,8	24,2
1994	7,4	20,3	43,0	29,3
1993	14,0	16,0	46,0	24,0
1992	5,2	26,8	47,7	20,3
610 (24)				
1997	-	-	-	-
1996	8,4	19,5	51,3	20,8
1995	0,7	33,9	52,8	12,6
1994	4,9	28,9	48,3	17,9
1993	5,5	25,1	47,2	22,2
1992	3,5	25,2	53,5	17,8

* Un solo proyecto de 38,3 millas.

Fuente: Warren R. True, "Pipeline Economics".

Oil and Gas Journal, November 27, 1995, p. 48; August 4, 1997, p. 46.

disposición de instalaciones especiales conexas o auxiliares especiales.

La construcción de oleoductos submarinos en mar abierto requiere atención especial de otros aspectos que no se presentan en tierra. Entre ellos caben mencionarse: la profundidad de las aguas, las corrientes marinas, la calidad y topografía del suelo marino, la salinidad del ambiente, la temperatura de las aguas en diferentes épocas y latitudes, la fauna y flora marina a diferentes profundidades en la ruta, y las distancias mar adentro y su relación entre las instalaciones auxiliares y afines costeras y las ubicadas costafuera, como también el comportamiento del tiempo y las condiciones meteorológicas reinantes (vientos, mareas, oleaje, corrientes) durante la realización de los trabajos.

Todo lo antes mencionado tiene su efecto sobre el diseño y los detalles del programa de construcción de la obra. Ese efecto, combinado con los aumentos generales de precios de materiales, equipos, herramientas, transporte y remuneraciones al personal, se traduce en substanciales incrementos de costos por kilómetro de oleoducto. Tampoco es raro que en medio de tanta alza de costos predominen circunstancias que permitan en un tiempo dado rebajas en las inversiones.

Mantenimiento

El mantenimiento es un aspecto importante de las operaciones y manejo de los oleoductos. El oleoducto, como sistema de transporte, tiene un punto de partida representado por un patio, donde se erige un cierto número de tanques y/o depósitos a flor de tierra (fosos) para almacenar el crudo que diariamente va a ser bombeado por el oleoducto.

Los tanques y/o fosos deben mantenerse en buen estado para evitar fugas o filtraciones del petróleo almacenado. Además, el estado de limpieza del almacenamiento debe

ser tal que el petróleo retirado esté libre de impurezas: agua y/o sedimentos. El volumen y las características del petróleo que se recibe y despacha del almacenamiento es medido y fiscalizado para tener una relación cronológica del movimiento de crudos.

Las bombas succionan petróleo de los tanques y lo descargan al oleoducto para llevarlo al punto de entrega. Estas bombas y sus instalaciones auxiliares de propulsión (mecánicas y/o eléctricas) requieren atención y mantenimiento para que todo el tiempo funcionen eficazmente.

El propio oleoducto requerirá también su cuota de atención y mantenimiento. Así como las venas y/o arterias del cuerpo humano se obstruyen por la deposición de sustancias que se desprenden de la sangre, de igual manera sucede a los oleoductos. Con el tiempo, se depositan en la pared interna del oleoducto capas de hidrocarburos y sedimentos finos (parafina y arenilla o cieno) que paulatinamente reducen el diámetro del conducto. Tales obstrucciones redundan en incrementos innecesarios de la presión de bombeo y reducción del volumen bombeado. Por esto, es necesario limpiar el oleoducto de tales sedimentos.

Otro aspecto del mantenimiento es cerciorarse de la competencia física del oleoducto, que aunque es un conducto de acero, está sujeto a fuerzas internas (bombeo, corrosión, erosión, fatiga) que a la larga pueden debilitar su resistencia y causar filtraciones o estallidos. Para evitar interrupciones inesperadas en el funcionamiento y tomar medidas preventivas oportunamente, siempre es aconsejable conocer de antemano el estado físico del oleoducto, y esto se hace a través de observaciones visuales o exámenes de la tubería por rayos X u otros medios apropiados para luego proceder a las reparaciones debidas.

El final del oleoducto puede ser una refinería o la combinación de refinería y termi-

nal de embarque. Allí el volumen y la calidad de crudo entregado debe corresponder al despacho. De igual manera, las instalaciones de recepción en la refinería y/o terminal deben mantenerse en buen estado físico y seguridad de funcionamiento, como se mencionó con respecto al patio de tanques, origen del oleoducto.

Es muy importante todo lo relacionado con el mantenimiento de la ruta y del oleoducto y sus instalaciones para cuidar y mantener el ambiente. Si la ruta no está limpia, la maleza puede ser foco de incendios y si hay derrames se dificultan los trabajos de continuidad y reparación.

Para evitar accidentes que puedan ser ocasionados por terceros, es necesario que cuando el oleoducto está enterrado se señalen debidamente aquellas partes de su ruta o cruces que puedan ser objeto de excavaciones o vayan a formar parte de algún proyecto.

Los oleoductos del país

La información sobre los oleoductos del país, manejados por las tres desaparecidas operadoras Lagoven, Maraven y Corpoven, da una idea de la extensión de las operaciones diarias de transporte de crudos.

Tabla 8-5. Venezuela: principales oleoductos existentes por compañías al 31-12-1996

Empresa	De	A	Longitud en km	Diámetro (cm)	Capacidad m ³ /día	Volumen transportado durante el año m ³
Lagoven	Ulé	Amuay N° 1	188,60	60,00	60.382	9.740.570
	Ulé	Amuay N° 2	230,30	60,00	65.149	14.142.100
	Ulé 1/	La Salina	14,50	66,04	65.149	3.972.500
	Pta. Gorda	La Salina	7,90	53,00	51.484	5.736.290
	Ulé	La Salina	14,70	40,64	41.886	-
	Ulé 1/	La Salina	14,50	86,36	57.204	-
	Temblador	Caripito	155,50	58,42	15.572	5.291.370
	Morichal	T. Pta. Cuchillo	70,00	61,00	10.328	1.287.090
	Jusepín	Travieso	26,00	51,00	37.342	12.298.860
	Jusepín	Travieso	26,00	66,04	21.452	7.071.050
Total Lagoven			748,00		425.948	59.539.830
Maraven	Cabimas	Pto. Miranda	44,20	86,36	73.396	15.413.300
	Palmarejo	Cardón	246,50	76,20	45.763	1.207.640
	Pto. Miranda	Cardón	227,50	76,20	43.763	16.922.850
	Bachaquero	Pto. Miranda	105,50	76,20	76.272	20.273.310
	Motatán-2	San Lorenzo K-15	14,50	30,48	11.000	4.099.620
	Mene Grande	Misóa	17,00	30,48	7.945	206.570
	Barúa	Boquete	7,00	20,30	6.356	127.120
	Boquete	K-15	12,00	30,48	9.693	365.470
Total Maraven			674,20		274.188	58.615.880
Corpoven	P.T. Anaco	Pto. La Cruz	100,0	65,04	5.492	13.892.627
			40,64			
	P.T. Anaco	Km 52/Pto. La Cruz	100,0	40,64	5.492	-
			73,00	30,48	inactiva	
	P.T. Anaco	Pto. La Cruz	100,0	40,64	5.492	11.199.272
				30,48		
	P.T. Oficina	Pto. La Cruz	155,57	76,20	67.056	15.683.430
	P.T. Oficina	Anaco	58,00	40,64	7.151	1.247.365
	P.T. Travieso	Pto. La Cruz	152,00	40,64	127.200	43.093.680
			152,00	66,04		
		152,00	76,20			
	Las Palmas	Pto. La Cruz	162,00	40,64	5.244	286.020
	Silvestre	El Palito	338,00	50,80	23.000	8.231.020
	Maya Larga	Silvestre	250,00	50,80	19.704	6.721.470
Total Corpoven			1.833,21		265.831	100.354.884
Bitor	P.T. Oficina 2/	Jose 1/	103,00	91,44	12.712	
			52,00	66,04		
Total Bitor			155,00		12.712	
Total Venezuela			3.410,41		978.679	218.510.594

1/ Lagoven tramo del proyecto de reemplazo del oleoducto Lagunillas-Ulé seccionando el oleoducto en Ulé. 2/ Bitor transporta Orimulsión®.

Fuente: MEM-PODE,1996, Dirección de Petróleo y Gas, Cuadro N° 38.

II. Gasductos

En todos los capítulos anteriores se ha mencionado el gas como componente esencial de los hidrocarburos y se relacionan diferentes aspectos sobre la asociación del gas con el petróleo, las características de su composición, su comportamiento volumétrico bajo la acción de la presión y la temperatura y su compresibilidad, su contenido de hidrocarburos líquidos, su utilización como energético, el gas en las refinerías y en la petroquímica como materia prima y otros aspectos tecnológicos referentes al manejo y a la utilización del gas. Mucho de lo anteriormente mencionado tiene aplicación en el transporte de gas por gasductos.

Apreciaciones básicas

Corrientemente, en los campos petrolíferos y/o gasíferos se habla de gas de baja, mediana y alta presión. Estas designaciones son importantes porque determinan la capacidad o fuerza propia (presión) de flujo que por sí tiene el gas producido de los pozos. La presión hace posible la recolección del gas y su transmisión por tubería (gasducto) de determinada longitud y diámetro.

El gas de baja presión difícilmente puede ser aprovechado comercialmente. Las razones que se sobreponen a su utilización son técnicas y económicas. Generalmente, el volumen de gas solo o de gas asociado con petróleo que producen los pozos de baja presión es muy poco. Por tanto, la recolección de todo este gas implica cuantiosas inversiones en las instalaciones requeridas para manejarlo, como son: red de tuberías, compresión, medición, tratamiento y transmisión a sitios distantes.

El gas de mediana y alta presión, siempre y cuando los volúmenes sean técnica y económicamente suficientes para ventas durante largo tiempo, ofrecen más posibilidades



Fig. 8-13. En los sitios de entrega de grandes volúmenes diarios de gas se cuenta con instalaciones de medición y control de la eficiencia de las operaciones.

de comercialización si hay mercados que hagan factible el éxito de las inversiones.

El enfoque de los pasos preliminares básicos para la adquisición y preparación de la ruta que debe seguir un gasducto en tierra o costafuera, o combinación de ambas circunstancias, se asemeja a lo mencionado para los oleoductos.

Considerando que el gas se consume en quehaceres industriales y domésticos, al aspecto de su manejo y acondicionamiento para tales fines requiere especial atención a ciertos factores.

Sobre los detalles del uso de la tecnología de diseño y funcionamiento del gasducto y sus instalaciones conexas existen aspectos que requieren tratamientos diferentes al oleoducto, por razones obvias.

Recolección del gas

Si el gas producido viene con petróleo, un cierto número de pozos son conectados a una estación de flujo donde se separa la mezcla de gas y petróleo. El número de estaciones de flujo en el campo depende, naturalmente, de la extensión geográfica del



Fig. 8-14. La mezcla de gas y petróleo producida en el campo es llevada por tubería desde el cabezal de cada pozo hasta una estación de separación y recolección.

campo, ya que las distancias entre los pozos y sus correspondientes estaciones deben permitir que el flujo se efectúe por la propia presión que muestran los pozos. Esto representa la fase inicial de la recolección del gas.

El gas separado en cada estación se mide y recolecta para ser pasado por plantas de tratamiento y acondicionamiento para luego ser comprimido a la presión requerida y comenzar su transmisión por el gasducto. El tratamiento y acondicionamiento puede ser la remoción de partículas de agua y sedimentos, sulfuro de hidrógeno, extracción de hidrocarburos líquidos para que el gas tenga finalmente las características y propiedades que lo hacen apto para usos industriales y domésticos.

Si la producción de gas proviene de un yacimiento netamente gasífero, quizás los pozos sean capaces de producir individualmente miles de metros cúbicos diariamente, y para asegurar el volumen de gas requerido sólo un número de pozos sería suficiente para abastecer el gasducto. Esta situación simplifica los as-

pectos de la recolección, manejo, tratamiento y acondicionamiento del gas en el campo.

Características de las tuberías

Las características de las tuberías para la construcción de gasductos, oleoductos, poliductos y acueductos en la industria petrolera aparecen en las recomendaciones publicadas por el API, como también en los textos y publicaciones especializadas. Las tuberías disponibles son capaces de satisfacer todas las exigencias. La verdadera escogencia está en que la tubería satisfaga los requisitos de funcionamiento y que esto se cumpla con la mayor economía posible de diseño sin comprometer la eficacia de la instalación.

Es menester recordar que cuando se trata de la construcción de este tipo de instalaciones se está haciendo una obra para 15 ó 20 años de servicio. Su funcionamiento está atado a la vida productiva de los yacimientos que sirve.



Fig. 8-15. La separación del gas del petróleo y el posterior tratamiento de cada sustancia permiten que el petróleo sea entregado a los tanqueros en las terminales de embarque. El gas, como líquido, es embarcado en buques cisterna llamados metaneros, de características especiales.

El flujo de gas por gasductos

Para transportar diariamente un determinado volumen de gas de un punto a otro, y posiblemente volúmenes mayores en unos años, se requiere tender un gasducto.

Igual sucede con un oleoducto, un poliducto o un acueducto, para transportar petróleo, productos derivados de los hidrocarburos y agua, respectivamente.

En la industria petrolera, la longitud, el diámetro y la capacidad de los ductos pueden ser respetables: miles de kilómetros, cientos de milímetros de diámetro y millones de metros cúbicos diarios de capacidad. Por ejemplo, los gasductos más grandes del mundo se han tendido en Rusia. Uno de ellos, el de Uzen-Goï (campo de gas ubicado cerca del golfo de Ob, en la periferia del círculo Artico) a Uzhgorod (en la frontera con Checoslovaquia y a corta distancia de la frontera rusa con Polonia y Rumania) tiene una longitud de 4.620 kilómetros, diámetro de 1.422 milímetros y capacidad diaria de entrega de 110 millones de metros cúbicos de gas para 1987. Esto, en energía equivalente, es igual a transportar, aproximadamente, 670.000 b/d de petróleo. Los clientes para este gas son Checoslovaquia, Austria, Italia, Alemania, Francia, Holanda y Bélgica.

El concepto del flujo de gas por gasducto no difiere del de petróleo por oleoductos, o sea fluido gaseoso y líquido. Sin embargo, debido a las características y propiedades físicas de los gases y de los líquidos hay que tomar en cuenta ciertas diferencias al tratar matemáticamente el comportamiento del flujo de uno y otro por tuberías.

Para el gas natural, se ha derivado un buen número de fórmulas aplicables a las condiciones del flujo. Por tanto, la nomenclatura de las ecuaciones que se utilizan es muy específica en expresar y abarcar determinadas condiciones para casos generales y especiales.

La nomenclatura y las ecuaciones se fundamentan en las relaciones entre los siguientes términos:

- V** Velocidad del gas, metro o pies por segundo.
- G** Aceleración gravitacional, metros o pies por segundo/segundo.
- S** Distancia de la caída del cuerpo, metro o pies.
- Q** Volumen de gas a determinada presión (atmósferas, kg/cm^2 o lppc). Presión de carga y presión de descarga. Volumen en metros cúbicos o pies cúbicos por hora o por día.
- d, D** Diámetro interno de la tubería, centímetros o milímetros, o pulgadas.
- p** Caída o descenso de presión, de un punto de la tubería o otro; atmósferas, kg/cm^2 o lppc o centímetros o pulgadas de agua para muy bajas presiones.
- S, G** Gravedad específica del gas; aire = 1,293 gr/l.
- L** Longitud de la tubería: km, metros, millas, yardas o pies.
- C, K** Constante para designar fricción, viscosidad u otra constante, como aspereza interna de la tubería.
- T₁, T₂** Temperatura absoluta, grados Celsius o Fahrenheit.
- P₀** Presión absoluta básica, kg/cm^2 , lppc.
- P₁** Presión absoluta de entrada o carga; atmósferas, kg/cm^2 o lppc.
- P₂** Presión absoluta de salida o descarga; atmósferas, kg/cm^2 o lppc.
- T₀** Temperatura absoluta básica, grados Celsius o Fahrenheit.
- T** Temperatura absoluta del gas fluyente, grados Celsius o Fahrenheit.
- F** Coeficiente de fricción.
- R_n** $\frac{DUS}{Z}$ utilizado para determinar el coeficiente de fricción (f), mediante gráficos apropiados.

Otros factores que se toman en consideración son los cambios que pudieran darse en diámetros de tuberías, por lo que es necesario convertir los diferentes diámetros y longitudes a equivalentes de una longitud y diámetro común. Además, en todo sistema de flujo, las curvas o cambios de dirección de la tubería, así como accesorios integrales de la tubería: codos, uniones, etc., ofrecen un grado de resistencia al flujo cuyo efecto es equivalente a cierta longitud adicional de tubería. De allí que todos estos detalles sean tomados en cuenta en los cálculos para que el gasducto funcione eficazmente.

En la literatura técnica se encuentran las fórmulas de varios investigadores y autores como Pole, Spon, Molesworth, Cox, Rix, Towl, Unwin, Oliphant, Spitzglass y otras personalidades, y entes como el Bureau de Minas de Estados Unidos, los fabricantes de material tubular, las compañías de servicios petroleros especializadas en transmisión de gas y las empresas de consultoría en la materia. Una de las fórmulas más conocidas es la de T.R. Weymouth, cuyas relaciones fundamentales son como sigue:

$$Q = 18,602 \frac{T_o}{P_o} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^{5.1/3}}{G.T.L.} \right]^{1/2}$$

Sin embargo, como en el diseño de un gasducto hay que tomar en cuenta tantos factores, una sola fórmula no puede abarcar todos los términos y situaciones consideradas. Por tanto, el diseñador recurre a la utilización de varias fórmulas. Con rangos o parámetros determinados para cada caso crítico, se va armando entonces un programa de cálculo general y específico que finalmente da la solución adecuada al problema planteado. Tales soluciones se logran actualmente con gran rapidez y exactitud mediante la utilización de computadoras y graficadores electrónicos.

La compresión del gas

Para enviar gas de un sitio a otro, éste debe tener cierta presión y si no tiene presión suficiente hay que imprimírsela utilizando compresores. Los compresores son máquinas diseñadas y fabricadas de acuerdo con normas técnicas precisas para satisfacer determinados requerimientos de baja, mediana y alta presión, llamadas etapas de compresión.

Ejemplos típicos de compresores sencillos de uso común en la vida diaria son: la bomba utilizada para llenar de aire las llantas de las bicicletas; el compresor que se usa en la estación de servicio para llenar de aire las llantas de los automóviles y la jeringa para aplicar inyecciones hipodérmicas.

Varias de las propiedades y conceptos mencionados en el Capítulo 5 "Gas Natural", son muy importantes y aplicables en la transmisión de gas por tuberías. Para seleccionar el compresor o compresores requeridos es necesario conocer las siguientes propiedades del gas: peso molecular, gravedad específica, relación de poder calorífico específico, factor de compresibilidad, densidad del gas a condiciones normales y a condiciones de succión. En lo referente a las condiciones de funcionamiento del compresor deben estipularse los siguientes factores: presión de succión, presión de descarga, temperatura del gas succionado, presión básica, temperatura básica, temperatura ambiental, volumen o capacidad de flujo del compresor, caídas de presión en la tubería de succión y en la tubería de descarga, relación de compresión y eficiencia del sistema.

Cuando se comprime gas, se realiza un trabajo mecánico que es equivalente al producto de la fuerza aplicada por la distancia recorrida, o lo que se traduce finalmente en la potencia del compresor, la cual se calcula utilizando las fórmulas matemáticas apropiadas que se fundamentan en los conceptos y propiedades antes mencionadas.



Fig. 8-16. En ciertos sitios en el trayecto terrestre o marítimo se dispone de instalaciones para comprimir y/o tratar el gas natural e impulsarlo hacia los centros de consumo o inyectarlo en los yacimientos.

Corrientemente, cuando se habla de la potencia de una máquina se dice que tiene tantos caballos de potencia o de fuerza. Por definición técnica, en el sistema métrico, un caballo de vapor representa el esfuerzo necesario para levantar, a un metro de altura, en un segundo, 75 kilogramos de peso, o sea 75 kilogramos. En el sistema angloamericano es equivalente a 550 libras-pie por segundo (HP).

La designación de la potencia, o caballos de fuerza (c.d.f.) o caballos de potencia, es la base para asignar precios de costo a las estaciones completas de compresión requeridas por el gasducto. Esta inversión se expresa en Bs./c.d.f. o \$/HP. Durante el período 1° de julio de 1994 a 30 de junio de 1995 (Oil and Gas Journal, 27 de noviembre de 1995, p. 46), según permisos de construcción otorgados en los Estados Unidos por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), el precio mínimo y máximo de instalación de compresores para ductos fue desde \$314 hasta \$5.286 por caballo de fuerza. El costo promedio fue \$1.390 por c.d.f. y la distribución porcentual del costo fue así: equipo y materiales 52,4; mano de obra 17,4; terreno para erección de la

estación 1,7; misceláneos (levantamiento topográfico, ingeniería, supervisión, financiamiento, administración y contingencia) 28,5.

Esta información es muy útil si se considera que la construcción de gasductos en Venezuela requiere de ciertos equipos y materiales importados. Naturalmente, el tipo y las características de las máquinas escogidas (compresores/turbinas), como también las condiciones geográficas (transporte, construcción de la estación, emplazamiento del equipo y accesorios afines) influyen marcadamente en los costos. De todas maneras, se apreciará que el costo del equipo de compresión instalado de por sí representa una cifra millonaria. En el caso de gasductos de gran diámetro y de miles de kilómetros de longitud, que necesariamente requieren máquinas de compresión de muy alto caballaje, la inversión por este concepto es respetable. Para este tipo de proyecto se está considerando el diseño y manufactura de compresores de 16.000 a 33.525 c.d.f.

Para apreciar la aplicación y la regulación de la presión en la transmisión de gas por tuberías, basta con pensar en el sistema de servicio directo de gas doméstico que llega a los hogares venezolanos. El gas proviene de los campos petroleros, ubicados a mucha distancia de las ciudades en la mayoría de los casos. En los campos se le imprime al gas determinada alta presión para lograr su transmisión, y en tramos específicos del gasducto se refuerza la presión (por compresión) para que siga fluyendo a determinada velocidad y volumen hacia el punto de entrega en la periferia de la ciudad, donde el gasducto se conecta con la red de distribución de gas de la ciudad. Al entrar el gas en la red de distribución comienza a regularse su presión, de manera que todos los sectores de la ciudad dispongan de un adecuado suministro. El gas que se consume en los quehaceres domésticos entra al hogar a muy baja presión, presión que a la vez es

regulada a niveles más bajos mediante el ajuste de los controles que tienen los equipos que funcionan a gas (cocina, calentadores de agua, acondicionadores de aire, etc.). Así que, de presiones de cientos de kilogramos/centímetro cuadrado durante el recorrido del campo a la ciudad, finalmente, la presión del gas en el hogar puede estar entre 124 y 500 gramos de presión por encima de la atmosférica.

La medición del gas

A todo lo largo de las operaciones de producción, separación, acondicionamiento, tratamiento y transmisión de gas, se reciben y despachan volúmenes de gas que deben ser medidos con exactitud para cuantificar el flujo en distintos sitios.

Debido a las propiedades y características del gas, su volumen es afectado por la presión y la temperatura. De allí que, para tener un punto de referencia común, el volumen de gas medido a cualquier presión y temperatura sea convertido a una presión base y a una temperatura base que, por ejemplo, podrían ser una atmósfera y 15,5 °C, o a más de una atmósfera y temperatura ligeramente mayor. El todo es ceñirse a una norma para que no haya discrepancias al considerar varios y diferentes volúmenes de gas medidos a presiones y temperaturas diferentes.

En el sistema métrico, el gas para la venta se mide en metros cúbicos. En el sistema angloamericano en pies cúbicos. Un metro cúbico es equivalente a 35,2875 pies cúbicos. Otra manera de ponerle precio al gas para la venta en los mercados internacionales se basa en el poder calorífico del gas. Generalmente se indica el precio por millón de B.T.U. (Unidad Térmica Británica). Una B.T.U. es igual a 0,252 kilo-caloría.

Para medir el gas de baja presión que se entrega a los consumidores, generalmente se utilizan medidores de lectura directa,

fabricados de metal. Estos medidores tienen varios círculos graduados (relojes contadores) que, a medida que haya flujo, por medio de una aguja, marcan y totalizan el volumen de la corriente de gas.

Los relojes marcan, respectivamente, fracciones de la unidad de volumen, unidad de volumen, miles, diez miles, cien miles y millones de unidades. Corrientemente, en los Estados Unidos, el gas para uso doméstico o industrial se vende a tantos dólares por cada mil pies cúbicos. En Venezuela se vende a tantos céntimos o bolívares por metro cúbico.

La mecánica del medidor de gas se asemeja mucho a otros tipos de medidores de servicios, como el medidor de agua y el medidor de electricidad.

Para los casos en que los volúmenes de consumo de gas o baja presión sean muy elevados, como en algunos talleres y fábricas, entonces se instalan medidores de alta capacidad. Estos medidores son provistos de dispositivos que marcan la presión gráficamente y el volumen entregado queda inscrito en los relojes contadores. De suerte que por estos registros se puede disponer de datos permanentes para verificar el comportamiento del flujo.



Fig. 8-17. Serie de círculos de lectura que conforman el medidor de gas utilizado en ciertos sitios para contabilizar el consumo.

Los adelantos en la medición del flujo de gas por tuberías se deben a los perseverantes esfuerzos de los hombres que manejan las operaciones de campo y a las contribuciones de los investigadores que en los laboratorios de flujo han diseñado y experimentado con instalaciones similares y/o totalmente avanzadas. De todo esto han surgido como dispositivos clásicos el tubo de Venturi, creación del físico italiano G.B. Venturi († 1822), la boquilla o tobera y el disco plano de orificio.

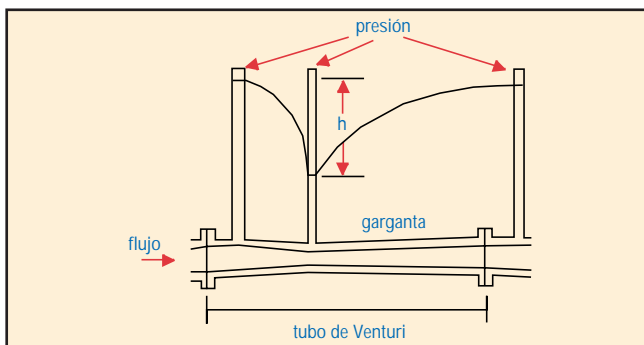


Fig. 8-18. Dispositivo para medir flujo por diferencial de presión y es parte del ducto (tubo de Venturi).

El tubo de Venturi y la boquilla o tobera tienen aplicaciones prácticas en la medición de fluidos, pero la configuración, la lisura de la superficie interna y otros detalles de confección les restan ciertos atributos que son difíciles de evitar e influyen sobre las características del flujo.

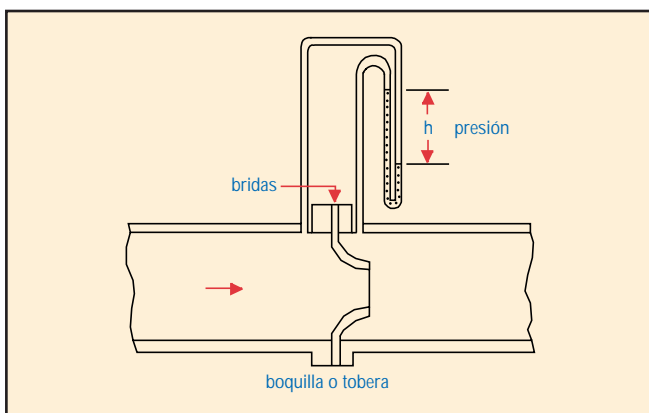


Fig. 8-19. Medidor de flujo por diferencial de presión utilizando una boquilla o tobera.

Para medición de altos volúmenes de gas se usa el medidor de orificio. Este tipo de instalación requiere mucha atención en lo referente al diseño, funcionamiento y mantenimiento de sus componentes, no obstante ser una instalación sencilla y específicamente en lo referente a la abertura de un círculo (orificio) perfecto en el centro del disco metálico.

El cálculo del volumen de flujo por el orificio se fundamenta en los conceptos y principios de la física que rigen la dinámica del flujo y las relaciones entre el orificio y la tubería.

El disco metálico debe ser instalado de tal manera que el centro del diámetro de la tubería y del orificio sean el mismo. Las bridas sirven para unir herméticamente las secciones de tubería y mantener el orificio bien sujeto.

Cuando hay flujo por la tubería, corriente arriba en la zona cercana al orificio se crea un aumento de presión y corriente abajo en la zona cercana al orificio se aprecia una disminución de la presión. A cierta distancia más allá de la salida del flujo por el orificio se registra luego un aumento de presión, como se muestra en el dibujo. Esta diferencia de presiones es la base para los cálculos del flujo.

Para medir las presiones se instala en la tubería un medidor. Los componentes

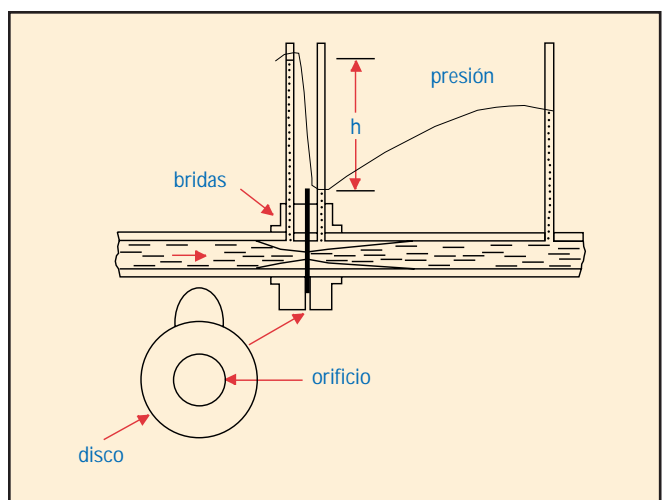


Fig. 8-20 Medición de flujo mediante el uso del orificio.

esenciales del medidor son un mecanismo de reloj que hace girar una carta circular o disco de cartulina delgada, debidamente graduado para girar una revolución completa durante tiempo determinado; las dos plumillas que, conectadas al mecanismo articulado interno del medidor, se mueven radialmente, según los cambios de presión, e inscriben sobre la carta un registro permanente de la presión diferencial y de la presión estática durante todo el tiempo del flujo.

El cálculo del volumen de gas se hace mediante la aplicación de fórmulas matemáticas como la siguiente:

$$Q = C \sqrt{h_w P_f}$$

En la que:

Q = Volumen de gas por hora o por día, en metros cúbicos (o pies cúbicos) a una presión y temperatura básicas correspondientes a C .

C = Coeficiente a determinar, correspondiente al diámetro del orificio utilizado.

h_w = Presión diferencial en centímetros (o pulgadas) de agua.

P_f = Presión estática absoluta del gas en kg/cm^2 (o lppc).



Fig. 8-21. Instalación de almacenamiento de líquidos del gas natural en Jose, estado Anzoátegui.

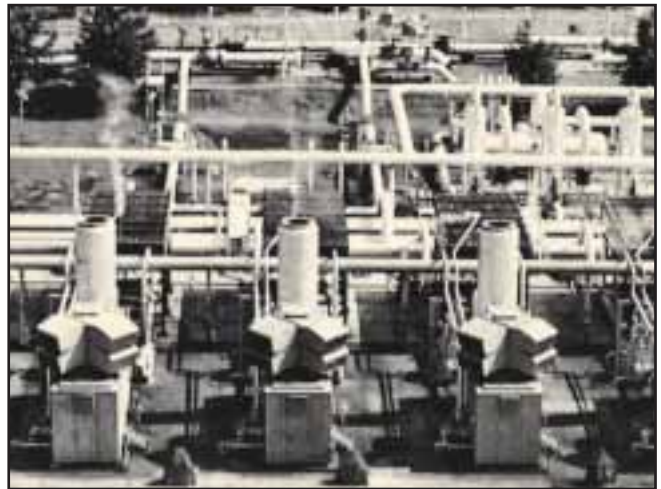


Fig. 8-22. Instalaciones para el manejo de gas proveniente de yacimientos petrolíferos y/o gasíferos.

En la práctica, para realizar los cálculos se emplean tablas de extensiones, que contienen la expresión que multiplicada por C da el volumen de gas medido que corresponde a la sumatoria promedio del intervalo de tiempo y presiones graficadas en el disco.

El coeficiente C se obtiene de la relación directa de multiplicación de los siguientes factores:

- El factor básico de flujo del orificio, que se calcula tomando en cuenta el peso del volumen unitario y la gravedad específica del gas.
- El número de Reynolds.
- El factor de expansión.
- El factor de la presión básica.
- El factor de la temperatura básica.
- El factor de la temperatura durante el flujo.
- El factor de la gravedad específica.
- El factor de la supercompresibilidad.

Como podrá apreciarse, para la determinación de cada uno de estos factores hay que tomar en cuenta ciertos aspectos físicos y las características de los elementos de la instalación y del propio gas. Para manejar este tipo de instalaciones en todos sus aspectos, lo mejor es consultar la información que sobre la

materia publican las casas editoras especializadas, las asociaciones de profesionales petroleros y las empresas de servicios petroleros especializadas en esta rama específicamente.

La Figura 8-23 muestra una instalación de un medidor de orificio, que tiene opción de funcionar midiendo las presiones desde sitios ubicados en las bridas o desde sitios ubicados en el propio cuerpo de la tubería, corriente arriba y abajo desde el orificio. Para el diseño de la instalación existen normas y recomendaciones que cubren las relaciones de diámetros de orificio y tuberías, y tubería y conexiones, así como las distancias de las conexiones en la tubería corriente arriba y abajo del orificio. De igual manera existen detalles que deben cubrirse respecto al funcionamiento y mantenimiento de los elementos.

El manejo del gas natural, en todos sus aspectos, representa una actividad o rama muy importante de los hidrocarburos. Y son

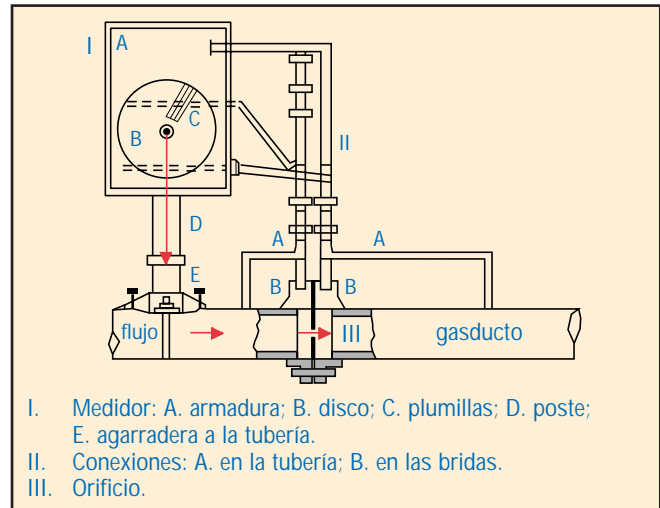


Fig. 8-23. Instalación y componentes básicos de medición de gas por orificio.

parte fundamental de esa actividad el transporte y la medición del gas, los cuales requieren la atención de un gran número de personas de diferentes disciplinas y experiencias en diferentes áreas: producción, transporte, refinación, petroquímica, mercadeo.

Tabla 8-6. Principales gasductos existentes en Venezuela al 31-12-1996

Empresa	Desde	Hasta	Longitud km	Volumen diario transportado Mm ³
Corpoven	Sistema Centro 1/ Sistema Oriente 2/		2.236,30 790,00	7.968.285,0 7.699.276,0
Total Corpoven			3.026,30	15.667.561,0
Maraven	Pto. Miranda 3/ Sistema Noreste del Lago 4/ Sistema Central del Lago 5/ Casigua	Cardón La Fria	218,90 232,00 341,00 270,00	 748.761,0 1.699.565,0 61.196,0
Total Maraven			1.061,9	2.509.522,0
Lagoven	Quiriquire Boquerón/Toscana Orocual/Toscana Ulé Ulé Piedritas	Caripito Jusepín Jusepín Amuay (N° 1) Amuay (N° 2) Veladero	19,60 45,50 26,00 238,00 240,00 240,00	 205.574,0 996.347,0 27.285,0 - -
Total Lagoven			585,10	1.229.206,0
Total Venezuela			4.673,3	19.406.289,0

1/ Incluye los tramos: Anaco-Caracas, Sta. Teresa-Guarenas, El Cuji-Litoral, Caracas-Valencia, Encrucijada/Morros-San Sebastián, Guacara-Morón, Morón-Barquisimeto, Lechozo-Charallave, Charallave-Figueroa, Charallave-Valencia y Nurgas. 2/ Incluye los tramos: Anaco-Pto. Ordaz, Anaco-Pto. La Cruz, M. Juan-Sta. Bárbara, La Toscana-Zinca y Guarío-Mercore. 3/ Volumen incluido en el Sistema Central del Lago. 4/ Incluye los tramos: Puerto Miranda-La Paz, Mara-El Comején-Mara, La Paz-Sibucara, Palmarejo-Sibucara, Sibucara-S. Maestra, La Paz-S. Maestra, La Concepción- Boscán, La Lomita-Bajo Grande, Est. A-4-Boscán. 5/ Incluye los tramos: Bloque IV-San Lorenzo, El Boquete-San Lorenzo, San Lorenzo-Mene Grande, Bloque I-Las Morochas, Las Morochas-Lagunillas, Las Morochas-Tía Juana, Lago I-La Pica, Bloque I-La Pica, La Pica-El Tablazo, El Tablazo-Pagline, Bloque IX-La Pica.

Fuente: MEM-PODE, 1996, Dirección de Petróleo y Gas, Cuadro N° 46.

III. Tanqueros

En 1880 la producción mundial de crudos llegó a 82.241 barriles diarios y los Estados Unidos, además de ser el gran productor, incursionaba sostenidamente en el transporte fluvial y marítimo del petróleo, que ya se perfilaba como materia y carga importante en el comercio internacional.

Para la época, el transporte de petróleo se hacía en buques para carga sólida y pasajeros. Los hidrocarburos se envasaban en barriles o se depositaban en tanques inadecuadamente diseñados e instalados en los buques. El manejo de esta carga inflamable era tan rudimentario y las medidas de seguridad tan precarias que los incendios y las pérdidas llamaron poderosamente la atención, concluyéndose que la respuesta a esas tragedias estaba en el diseño y la construcción de una nave específica para tales fines. Y fue por ello que surgió el tanquero petrolero a finales del siglo XIX.

El tanquero petrolero original

El primer tanquero petrolero fue el “Gluckauf” (Buena Suerte) diseñado por W.A. Riedeman, transportista alemán de petróleo, y construido en 1885 en los astilleros de New-



Fig. 8-25. A medida que aumentó el volumen de petróleo que requería ser transportado en barcos, evolucionó la tecnología de construcción de tanqueros.

castle-Upon-Tyne de la firma británica Sir W.G. Armstrong Whitworth and Company, Ltd. Este buque fue la respuesta inicial a las características de seguridad planteadas por la industria petrolera y el transporte marítimo y oceánico.

El “Gluckauf” tenía 91,5 metros de longitud (eslora), capacidad de 2.307 toneladas brutas y velocidad de 10,5 nudos o millas náuticas. Sus tanques se podían llenar y vaciar utilizando bombas.

Concebido el primer modelo, como lo fue la construcción del “Gluckauf”, la arquitectura y la ingeniería navales comenzaron luego a compilar experiencias y a expandir sus



Fig. 8-24. El “Gluckauf”, primer tanquero petrolero, construido en 1885.

conocimientos para responder a una variedad de conceptos y relaciones sobre las características de los tanqueros del futuro inmediato, tales como:

- Tonelaje y velocidad (economía).
- Distribución de la carga (tanques).
- Carga y descarga (muelle, bombeo e instalaciones auxiliares).
- Seguridad de la carga durante la navegación (movimiento del barco, condiciones atmosféricas).
- Expansión y contracción de la carga debido a sus características (almacenaje).
- Comportamiento de la nave durante la navegación en condiciones atmosféricas extremas, en cuanto a temperatura, tormentas (diseño y estructura).
- Dispositivo de seguridad (detectores, alarmas, apagafuegos, etc.).
- Instalaciones y comodidades (para la tripulación).
- Características de la nave y las terminales petroleras alrededor del mundo (muelles, calado, seguridad).

Todos los factores antes mencionados cobraron mayor atención al correr del tiempo. Por ejemplo, el canal de Suez fue abierto al tráfico marítimo en 1869, y originalmente tuvo una profundidad de ocho metros. Luego, el 1° de enero de 1915, fue inaugurado el canal de Panamá, que permite la interconexión entre el océano Pacífico y el mar Caribe mediante la navegación por medio de esclusas.

Una de las inconveniencias que presentaban los primeros tanqueros petroleros era que estaban dedicados al transporte exclusivo de un tipo de carga muy específica y sucedió que por mucho tiempo navegaban de un sitio a otro haciendo viajes sencillos sin tener carga similar que llevar de regreso. Naturalmente, tal circunstancia influía sobre la eficiencia operacional y el aspecto económico del transporte.

Identificación visual de los buques

En la jerga marítima mercante y en la conversación corriente, generalmente todo buque se identifica por su nombre y nacionalidad o bandera. Además, todo buque, bajo su nombre inscrito en la popa, lleva el nombre de su puerto sede. Pero todo buque, por su silueta, tiene también otras características que sirven para identificarlo por el tipo de servicio que presta: carguero, tanquero, metanero, minero, trasatlántico, turismo, etc. Sin embargo, hay dos características: el tonelaje de desplazamiento y las toneladas de peso muerto. Estas toneladas usualmente se miden en toneladas largas, equivalentes a 2.240 libras por tonelada larga (1,01818 tonelada métrica), que dan idea más concreta sobre el tipo o clase de buque.

El tonelaje de desplazamiento es el peso de un buque, que es igual al peso del agua que desplaza (principio de Arquímedes).

Las toneladas de peso muerto (TPM) son el peso de la carga más todos los pesos variables del buque, tales como el combustible, aceite, provisiones, agua, etc.

La velocidad del buque, siempre expresada en el término marítimo de nudos o millas náuticas (la milla náutica internacional es equivalente a 1.852 metros), da idea del tiempo que tomaría para viajar de un puerto a otro y no se aprecia a menos que se sepa o se observe el buque navegando a su máxima velocidad. Generalmente, los tanqueros no son veloces, por razones obvias.

La capacidad de carga y la velocidad, como se verá más adelante, son dos factores muy importantes, y más cuando se trata del servicio que prestan los tanqueros alrededor del mundo.

Hay otras dos marcas de identificación de los buques que ayudan a visualizar sus características de carga y para la navegación. En la proa y en la popa llevan una columna de números que indica el calado, por el

cual se puede apreciar la profundidad que alcanza la parte sumergida en el agua. En los costados, y a mitad de la longitud del buque, se podrá observar la marca o círculo de Plimsoll, que sirve para indicar la profundidad máxima a la cual puede legalmente ser cargado el buque.

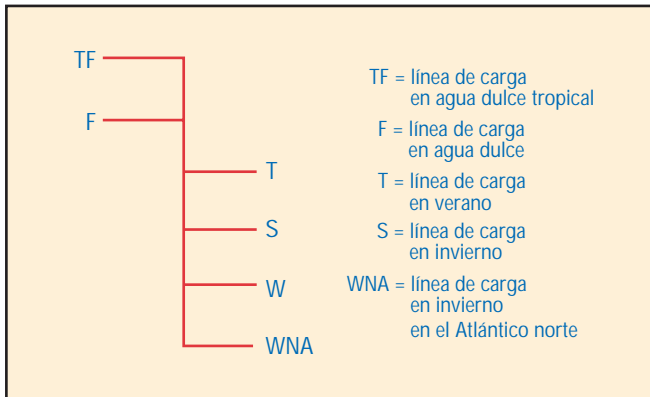


Fig. 8-26. Línea Plimsoll.

Esta marca se debe a Samuel Plimsoll (1824-1898), líder inglés de las reformas de la navegación marítima, quien en su obra "Our Seamen" ("Nuestros Marineros", 1872) dio a conocer los peligros y las condiciones de tráfico marítimo para la época. Sus observaciones y recomendaciones fueron tomadas en cuenta en los tratados internacionales de navegación. En el círculo de Plimsoll aparecen las iniciales de la sociedad clasificadora del buque, pudiéndose así identificar las normas y reglas de construcción utilizadas.

Además, casi todas las empresas navieras de carga y/o pasajeros y las empresas independientes transportistas de hidrocarburos y las mismas petroleras identifican sus buques por medio de emblemas y/o marcas que se desta-

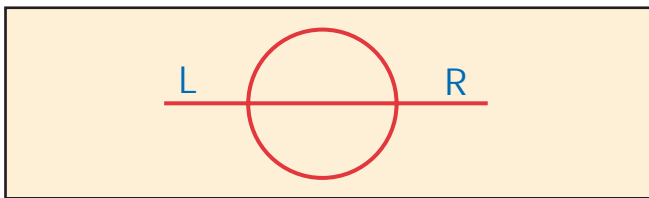


Fig. 8-27. Emblema que indica el registro del buque por Lloyd.

can en la chimenea del buque. Algunas empresas anteponen, para mejor identificación, el nombre de la empresa al nombre del buque.

Evolución del tanquero

Después de la Primera Guerra Mundial (1914-1918) hubo necesidad de disponer de buques de mayor capacidad para viajes más largos. En 1920 la producción mundial de petróleo llegó a 1.887.353 b/d, equivalente a unas 265.413 toneladas largas diarias, y como podrá apreciarse, una buena parte de este petróleo, como crudo o como refinado, debía ser transportado por tanqueros a través de todos los mares.

Se escogió como deseable el tanquero de 13.000 toneladas de peso muerto y velocidad de 11 nudos. Para entonces las empresas petroleras internacionales poseían y operaban la mayoría de los tanqueros existentes.

Durante el período 1920-1940, la industria petrolera mundial creció significativamente y la producción alcanzó 5.889.920 b/d equivalente a 828.283 toneladas largas diarias. Este sostenido incremento en la producción de petróleo requirió también una flota mayor de tanqueros. Efectivamente, en 1939, al comienzo de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), la flota mundial de tanqueros tenía una capacidad de 11.586.000 toneladas, o sea 16,9 % de toda la flota marítima mundial. Si se toma en cuenta que el tanquero tipo de la época era el de 13.000 toneladas, el tonelaje mundial de tanqueros era equivalente a unos 891 buques. Pero durante la Segunda Guerra Mundial se diseñó y construyó con éxito un nuevo tipo de tanquero, que hasta ahora ha servido de referencia y de comparación equivalente para los que se han construido después. Este tanquero, el T-2, tenía las siguientes características básicas: longitud (eslora) 159,45 m; calado: 9,15 m; peso muerto: 16.700 toneladas (145.158 barriles de petróleo); velocidad: 14,6 nudos.

Si se compara este tanquero con los dos tanqueros básicos anteriores y se establece su equivalencia se apreciará que por tonelaje y velocidad ninguno de los dos igualaba al T-2.

Ejemplo:

$$\frac{\text{Gluckauf}}{\text{T-2}} = \frac{2.307 \text{ toneladas} \times 10,5 \text{ nudos}}{6.700 \text{ toneladas} \times 14,6 \text{ nudos}} = 0,0993$$

Por tanto, puede decirse que el antiguo "Gluckauf", era, aproximadamente, un décimo del T-2. O a la inversa, el T-2, por su tonelaje y velocidad correspondería a una superioridad equivalente 10 veces mayor.

Si se considera y compara el segundo tanquero tipo, el de 13.000 toneladas y 11 nudos de velocidad, construido después de la Primera Guerra Mundial, se apreciará que este buque representó aproximadamente 0,586 T-2.

Terminada la Segunda Guerra Mundial, el restablecimiento de las relaciones comerciales normales impuso un acelerado ritmo a todas las actividades. La industria petrolera retomó su camino y todas sus operaciones (exploración, perforación, producción, transporte, refinación, petroquímica, mercadeo y comercialización) se aprestaron debidamente para responder a los retos inmediatos y futuros. El petróleo y sus derivados fueron elementos básicos para los programas de reconstrucción de las naciones afectadas directamente por la guerra y para todo el resto en general. La importancia del petróleo y sus derivados y, por ende, el transporte por tanqueros, como también la producción y exportación de Venezuela, pueden apreciarse por las siguientes cifras, que cubren la primera década después de la Segunda Guerra Mundial.

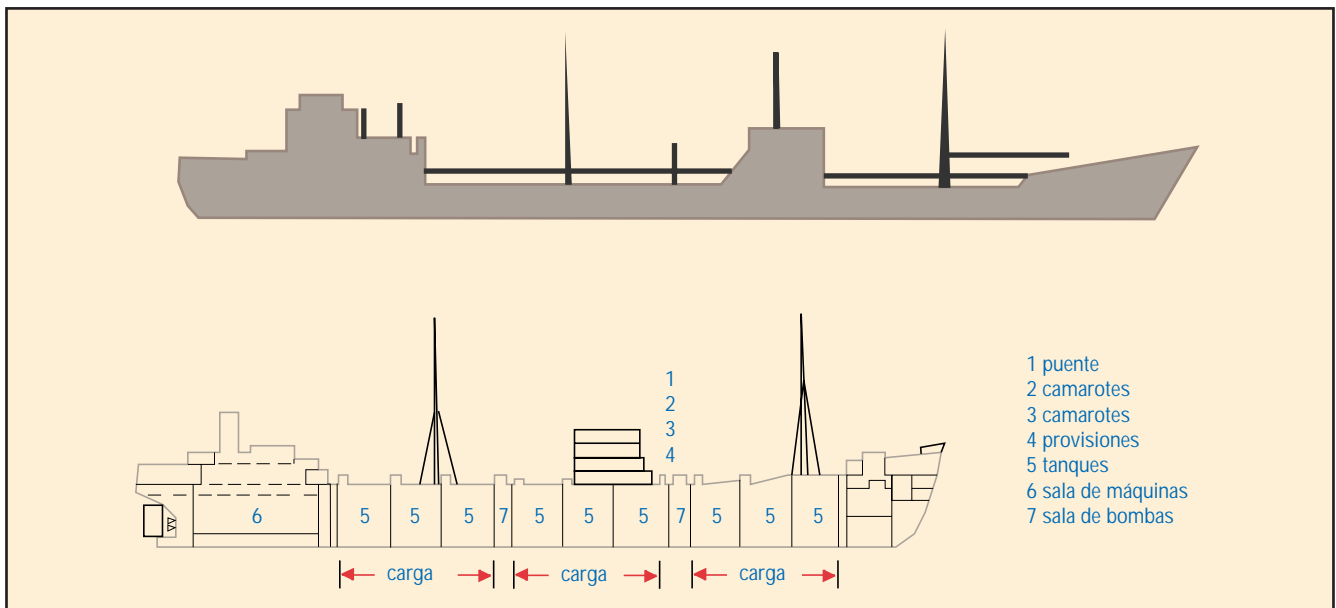


Fig. 8-28. Compartimientos estanco de un tanquero de los primeros modelos.

Tabla 8-7. Producción mundial de petróleo y la flota petrolera

	1945	1947	1949	1951	1953	1955
Mundo, MBD	7.109	8.280	9.326	11.733	13.145	15.413
Venezuela, MBD	886	1.191	1.321	1.705	1.765	2.157
Venezuela, MBD (1)	870	1.161	1.260	1.612	1.662	2.024

(1) Exportación directa de crudos y productos.

Tabla 8-8. Flota petrolera mundial

	1945	1947	1949	1951	1953	1955
N° tanqueros	1.768	1.868	1.955	2.131	5.502	2.681
TPM, miles	21.668	23.585	24.932	28.255	35.732	41.623
Velocidad promedio, nudos	12,67	13,1	13,1	13,3	13,6	14,0
Tanqueros equiv. al T-2	1.129,2	1.271,4	1.152,3	1.544,1	2.003,5	2.398,1

Fuentes: MEM-PODE, 1980.

API-Petroleum Facts and Figures: 1945, 1947, 1961, 1967, 1971.

Los supertanqueros

Inmediatamente después de terminada la Segunda Guerra Mundial (1939-1945), la industria petrolera en general reactivó todas sus operaciones. Todo el cuadro de pronósticos hacía patente que el transporte marítimo petrolero requeriría mayor número y mejores buques para reemplazar los tanqueros de preguerra y muchos de los utilizados durante la guerra. El tanquero tipo T-2 paulatinamente fue desapareciendo y finalmente quedó como buque de referencia.

En efecto, los armadores independientes, como Stavros Spyros Niarchos, Aristóteles Onassis, Daniel K. Ludwig, S. Livanos y otros, fueron los iniciadores de la nueva etapa, ordenando la construcción de buques más modernos y de mayor tonelaje. Los siguientes ejemplos dan idea de cómo empezó el desarrollo de los supertanqueros:

Al correr de los años aparecieron los gigantes de las clases o tipos de 100.000, 200.000, 300.000, 400.000 y cerca de 500.000 toneladas de peso muerto, como el Globtik Tokyo (1973) de 483.664 toneladas, de la Norop Tankers Corporation. Años después (1979), fue construido el Appama, renombrado luego Seawise Giant, propiedad de la Universal Carriers Inc., y cuyas características eran (1982) las más grandes para buques mayores de 500.000 toneladas. Tonelaje: 555.843 TPM; calado: 24,61 m; longitud total: 458,45 m; manga extrema (ancho) 68,87 m; velocidad: 15,5 nudos; número de tanques centrales y laterales: 12 y 16, respectivamente; capacidad de carga: 4.226.000 barriles; lastre permanente: 448.990 barriles; capacidad de bombeo (agua) con cuatro bombas: 22.000 toneladas por hora; potencia del eje impulsor: 50.000 HP (c.d.f.), y propela a 85 r.p.m.; consumo diario de combustibles por las máquinas:

Tabla 8-9. El tiempo y el tanquero de mayor tonelaje

Año	Tanquero	Tonelaje	Propietario
1948	Bulkpetrol	30.000	Ludwig
1951	World Unity	31.745	Niarchos
1954	World Glory	45.509	Niarchos
1954	Al-Awal	46.500	Onassis
1956	Spyros Niarchos	47.750	Niarchos
1956	Universe Leader	84.750	Ludwig

205 toneladas; almacenaje tope de combustible: 13.951 toneladas. Haciendo comparación, este gigante era equivalente a 35,3 tanqueros T-2.

Además, las empresas petroleras comenzaron también a ampliar y a modernizar sus flotas, contribuyendo así a la disponibilidad de una capacidad de transporte cada vez mayor.

En general, el transporte petrolero lo hacen las empresas con buques propios y/o alquilados. Y para satisfacer la variedad de requerimientos de tonelaje específico y el tipo de carga, hay toda clase de tanqueros, desde los de pequeña capacidad (menos de 6.000 TPM) hasta los de más de medio millón de toneladas. En el lenguaje de transporte marítimo petrolero hay tanqueros para llevar carga seca/petróleo, minerales/petróleo como también los metaneros, asfalteros y los requeridos para productos de la

petroquímica. La carga constituida por petróleo crudo y productos negros se denomina “sucia” y aquella representada por gasolinas y destilados se llama carga “limpia”. De allí que a los tanqueros se les identifique por el tipo de carga como buque para carga sucia o carga limpia.

Además, muchos barcos sufren averías que los imposibilitan para continuar en servicio y varios otros se hunden por colisión o fallas estructurales. Año a año, la composición de la flota cambia y está detallada en el Registro de Tanqueros (compilación y publicación hecha por H. Clarkson & Company Limited, de Londres). Este registro recoge la información de los tanqueros de todas las naciones y además incluye una amplia serie de gráficos, tablas y pormenores sobre las características de cada tanquero activo.

Tabla 8-10A. Flota mundial de tanqueros

	1992	1993	1994	1995	1996
(1) Número de tanqueros	3.177	3.198	3.192	3.200	3.241
(2) Tonelaje, MTPM	274.342	280.109	278.181	277.362	281.396

Tabla 8-10B. Países con mayor número de tanqueros y tonelaje

Liberia	(1)	546	516	812	522	527
	(2)	58.452	56.762	57.297	59.046	59.164
Estados Unidos	(1)	234	224	218	197	198
	(2)	14.538	13.353	12.203	11.238	11.256
Noruega	(1)	221	209	202	194	195
	(2)	21.417	20.295	19.192	18.817	18.979
Panamá	(1)	294	322	323	345	362
	(2)	30.484	34.942	34.659	35.966	37.983
C.E.I.	(1)	91	89	199	66	62
	(2)	3.279	3.102	3.231	2.576	2.290
Grecia	(1)	202	233	235	228	223
	(2)	22.442	26.220	26.973	25.554	25.347
Inglaterra	(1)	120	98	97	92	91
	(2)	15.376	10.158	10.211	9.546	9.205
Italia	(1)	85	83	86	81	75
	(2)	4.143	3.780	4.058	3.816	3.559
Total	(1)	1.793	1.774	2.172	1.725	1.733
	(2)	170.131	168.612	167.824	166.559	167.783
Porcentaje B/A	(1)	56,4	55,5	68,0	53,9	53,5
	(2)	62,0	60,2	60,3	60,0	59,6

MTPM = miles de toneladas de peso muerto; C.E.I = ex URSS.

Fuente: MEM-PODE, 1996, Cuadro N° 135.

La flota petrolera mundial es inmensa y representa por sí sola una actividad que sobrepasa las operaciones de las flotas mercante y de guerra de muchos países juntos. Para tener una idea de la composición de la flota petrolera mundial ver Tablas 8-10 (A y B).

Es sobresaliente que al correr de los años los grandes tanqueros de 100.000 TPM y más representen un buen porcentaje de la flota. Generalmente, la flota está constituida por buques de distintos tonelajes cuyos rangos pueden estar entre las siguientes clasificaciones de TPM:

6.000	-	19.999
20.000	-	29.999
30.000	-	49.999
50.000	-	69.999
70.000	-	99.999
100.000	-	199.999
200.000	-	239.999
240.000	-	y más

Para dar una idea de la distribución y propietarios de tanqueros, se ofrece la siguiente información:

El canal de Suez y los tanqueros

Son importantísimas las influencias y las proyecciones que sobre el tráfico marítimo petrolero emergieron de los sucesos ocurridos en el canal de Suez durante 1956 por la nacionalización del canal y en 1967 por los enfrentamientos árabe-israelí. Veamos:

En 1955, por el canal de Suez pasaron 448 millones de barriles de petróleo del Medio Oriente hacia Europa. Este volumen representó el 59,1 % de todo el petróleo despachado por esa zona hacia las naciones de Occidente. Además, ese volumen de petróleo fue el 66 % de toda la carga que pasó por el canal ese año.

Estos dos hechos destacan la importancia del canal como acceso a Europa y la importancia del petróleo como parte del consumo total de energía de las naciones europeas y como componente del tráfico marítimo internacional por el canal.

Los datos son relevantes, porque, como se verá más adelante, los acontecimientos que tuvieron lugar en el canal fueron fundamentales para el aceleramiento del desarrollo de las tecnologías requeridas para la cons-

Tabla 8-11. Distribución de la flota petrolera mundial, 1996

	Propietarios				Total
	Compañías petroleras	Compañías independientes	Gobiernos	Otros	
(1) Tanqueros	1.020	2.054	98	69	3.241
(2) Tonelaje, miles toneladas peso muerto	84.192	185.274	2.862	9.068	281.396
Porcentaje	(1)				
	(2)				
	31,5	63,4	3,0	2,1	100,00
	30,0	65,8	1,0	3,2	100,00

Fuente: MEM-PODE, 1996, Cuadro N° 136.

trucción de tanqueros de mayor tonelaje primeramente y luego los supertanqueros.

Hasta 1956, la profundidad del canal de Suez sólo permitía el paso de tanqueros de hasta 30.000 toneladas, pero algunos de los nuevos tanqueros de tonelaje ligeramente mayor lo cruzaban siempre que no fueran cargados a su entera capacidad. Ese año, Egipto decretó la nacionalización del canal y esta acción alteró momentáneamente el tráfico de buques de todo tipo. Sin embargo, la experiencia vivida alertó a la industria petrolera y a los transportistas de petróleo sobre un cierre prolongado del canal. Tal situación obligaría a todos los tanqueros, como sucedió años más tarde, a tomar la vía marítima larga por el cabo de Buena Esperanza, dando la vuelta por Africa para llegar a Europa y los Estados Unidos. En realidad, los tanqueros de gran tonelaje que se construyeron después de 1948 eran cada vez más grandes y la gran mayoría no podía ser admitida por el canal, por tanto se tenía ya suficiente experiencia de navegación alrededor del cabo. Pero la alternativa involucra distancias mayores, como puede observarse en el ejemplo que ofrece la Tabla 8-12.

Las distancias muy largas de navegación tienen mucha influencia sobre las características de los buques y las modalidades del servicio: tonelaje del tanquero, tiempo de viaje, costos y gastos de operaciones, fletes, inversiones y rentabilidad. Adicionalmente a estos factores, se presenta la consideración de la disponibilidad de grandes terminales (puertos petrole-

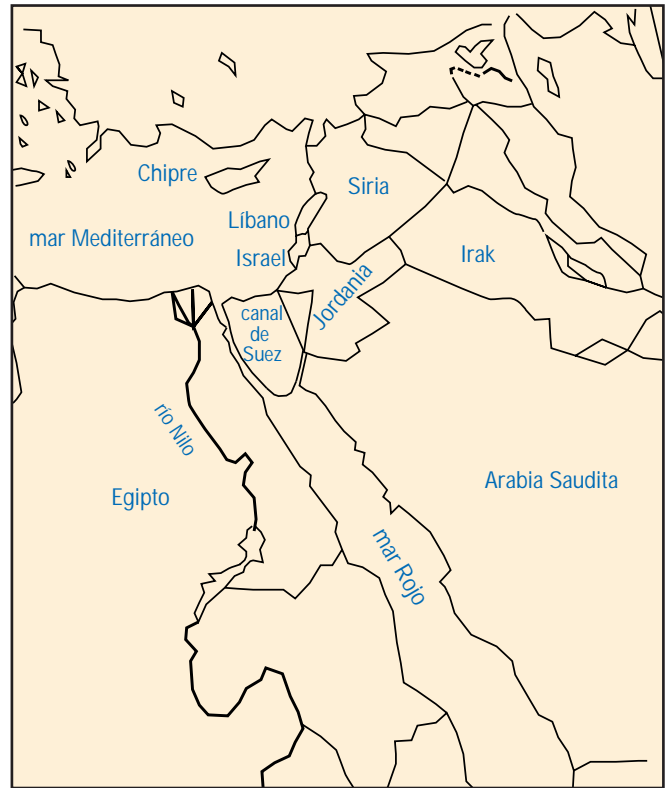


Fig. 8-29. El canal de Suez es vía indispensable para el tráfico marítimo y especialmente para los hidrocarburos que se exportan hacia Europa desde los campos petrolíferos del Medio Oriente.

ros) para acomodar los tanqueros gigantes durante sus operaciones de carga y descarga.

Afortunadamente, el episodio de la nacionalización del canal de Suez no tuvo mayores consecuencias y el tráfico fue restituido pronto. No obstante, la preocupación de no contar permanentemente con el canal no se disipó sino que más bien constituyó un fundamento para proseguir con la construcción de los supertanqueros.

Tabla 8-12. Viajes desde el Medio Oriente: Rastanura

A	Ida y vuelta*		Ida y vuelta	
	Vía Suez, MN	Días	Vía El Cabo, MN	Días
Nueva York	8.290	46,0	11.815	65,6
Rotterdam	6.605	36,7	11.330	62,9
Southampton	6.220	34,6	10.995	61,1

* A velocidad de 15 nudos.

MN= millas náuticas.



Fig. 8-30. El canal de Panamá es otra vía muy importante para el tráfico marítimo convencional y petrolero.

Durante 1956, la producción petrolera mundial alcanzó 16,8 millones de barriles diarios y la flota petrolera acusó 28,2 millones de toneladas, equivalente a 26,8 % del tonelaje de todos los buques del transporte mundial.

Luego del cierre temporal (1956), el fondo del canal fue ensanchando y ahondado para dar paso a buques hasta de 45.000 toneladas.

Lo que se temía sucedió, es decir, sobrevino un cierre prolongado del canal que lo mantuvo fuera de servicio desde el 6 de junio de 1957 hasta el 4 de junio de 1975, debido a la Guerra Árabe-Israelí de los Seis Días, que dejó 10 barcos hundidos en diferentes sitios de la vía de 161 kilómetros de longitud, 120 metros de ancho y 14 metros de profundidad. Este acontecimiento justificó y aceleró la construcción de los supertanqueros, que cada vez eran de mayor tonelaje, e intensificó el tráfico marítimo y especialmente el petrolero alrededor del cabo. Además, como consecuencia de todo esto, empezaron a aparecer las superterminales petroleras en varias partes para acomodar a los grandes tanqueros y manejar los enormes volúmenes de carga y descarga de petróleo.

La importancia de los tanqueros ha llegado a ser tal que, en determinadas circunstancias, la falta de capacidad de almacenaje en

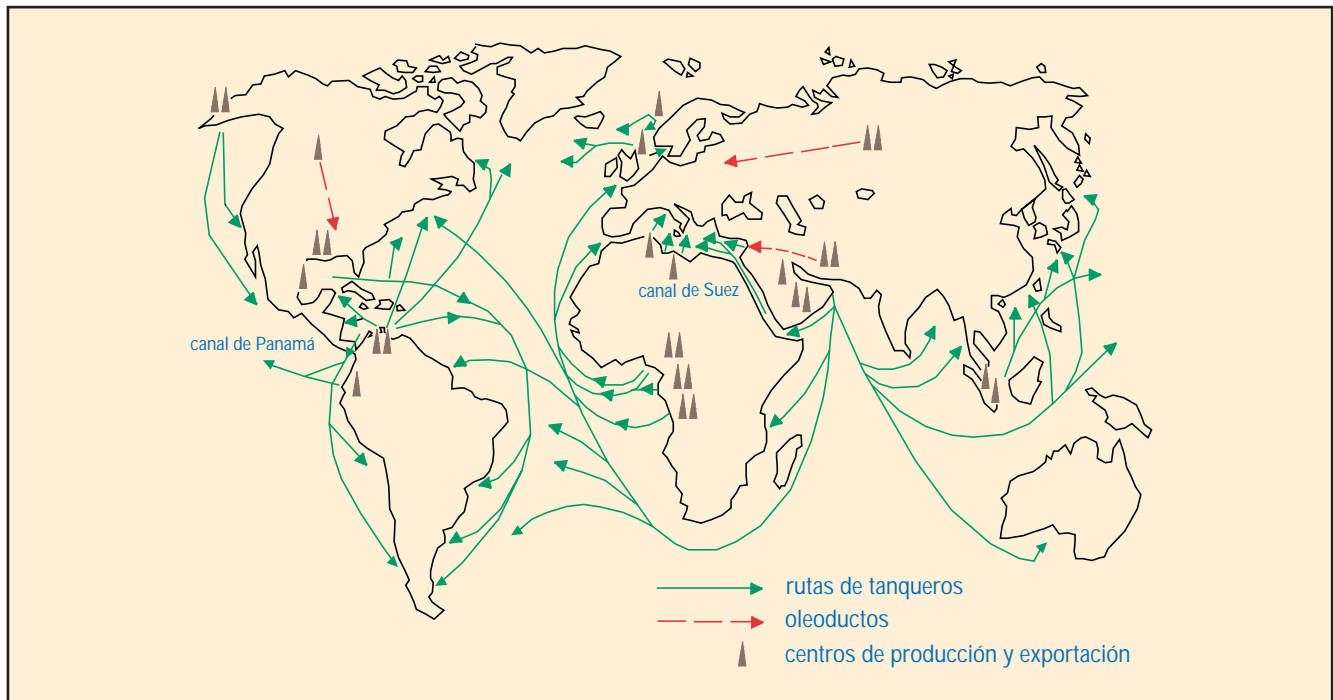


Fig. 8-31. El transporte de crudos y productos refinados se realiza continuamente las veinticuatro horas de cada día. En 1995, la producción diaria mundial de petróleo fue de 61.410.000 barriles.

diversos sitios del mundo ha sido solucionada temporalmente mediante la utilización de tanqueros, especialmente los de gran tonelaje.

Fletamento y fletes

El fletamento representa en las transacciones navieras el documento mercantil que especifica el flete. Y el flete es el precio estipulado que se paga por el alquiler de un buque o parte de él para llevar carga de un sitio a otro.

Generalmente, en la industria petrolera, la gran mayoría de las empresas, y especialmente las que manejan grandes volúmenes de crudos y/o productos propios, u obtienen de terceros volúmenes de crudos y/o productos, tienen su propia flota, pero además alquilan o utilizan buques de los transportistas independientes cuando las circunstancias lo requieran.

Sin embargo, la disponibilidad de tanqueros en determinado período puede ser fácil o difícil, de acuerdo con la oferta y la demanda de petróleo en los mercados mundiales. Cuando se reduce la demanda, el requerimiento de tanqueros tiende a bajar y, por ende, los fletes disminuyen. Al contrario, cuando se produce una demanda excesiva de transporte los fletes aumentan.

La contratación de tanqueros, de acuerdo con las normas y relaciones tradicionales entre transportistas independientes y la industria, se rige por ciertas modalidades. Ejemplos: determinado buque puede ser contratado con el fin de hacer un viaje sencillo para llevar un cierto volumen de crudo y/o productos de un puerto a otro, de acuerdo con un contrato de fletamento. O el buque puede ser utilizado para hacer un viaje de una terminal a otra y de ésta a otra para llevar en ambos casos determinados volúmenes de carga. En ocasiones se opta por el alquiler de tanqueros por determinado número de viajes o de tiempo. En algunas circunstancias se puede optar por alquilar un buque durante cierto tiempo sin tri-

pulación y el arrendatario asume la responsabilidad de manejarlo como si fuera propio. Otras veces, el tanquero puede ser arrendado para ser utilizado como tanque de almacenamiento en determinado puerto o sitio.

El costo o flete de transporte de la tonelada de hidrocarburos refleja la situación mundial de la demanda, como se mencionó antes. El flete es el precio que dentro de la competencia de la oferta y la demanda de tanqueros hace que el transportista pueda mantenerse solvente, siempre y cuando su flota ofrezca las características deseadas y la administración de la flota sea eficaz. Este es un servicio muy competido.

El dueño de tanqueros, sea empresa petrolera con flota propia o empresa transportista independiente, incurre en una variedad de desembolsos: inversiones, seguros, sueldos, salarios y bonificaciones al personal, mantenimiento y reparaciones de buques, depreciación, avituallamiento y otras provisiones, sobrecostos, combustible y afines, derechos de puerto y de tránsito por canales.

Por todo esto, cada buque debe mantenerse navegando y transportando carga el mayor número de días posible anualmente, por aquello de “barco parado no gana flete”. Las experiencias derivadas del transporte marítimo petrolero, las circunstancias, los adelantos en el diseño y la construcción de buques, la cambiante composición de la flota y los aportes de los dueños de tanqueros y de los usuarios han contribuido, conjuntamente con entes gubernamentales, a la estructuración y aplicación de los fletes.

En este aspecto han sido importantes las contribuciones del Ministerio Británico de Transporte (M.O.T.); de la Comisión Marítima Estadounidense (U.S.M.C.) y las de agentes y corredores de tanqueros de Londres y de Nueva York. Para el tráfico de cabotaje de tanqueros en los Estados Unidos se aplica desde

1956 la tarifa de fletes ATRS (American Tanker Rate Schedule). A lo largo de los años se diseñaron otras modalidades de tarifas para el transporte marítimo internacional y, finalmente, en 1969, se produjo la llamada Escala Nominal Mundial de Fletes de Tanqueros (Worldwide Tanker Nominal Freight Scale, comúnmente designada Worldwide Scale) aceptada por todo el mundo.

Así como el T-2 es el buque clásico de comparación entre buques, para la determinación del flete básico, en dólares estadounidenses por tonelada, de manera que en cualquier ruta el dueño del tanqueros reciba la misma rentabilidad, se escogió el buque de las siguientes características:

1. TPM (en verano), toneladas	19.500
2. Calado (agua salada en verano), metros	9,3
3. Velocidad, nudos	14
4. Consumo de combustible en puerto, T/D*	5
5. Consumo de combustible en alta mar, T/D*	28
6. Estadía en puerto, horas**	96
7. Arrendamiento fijo, \$/D	1.800
8. Corretaje, %	2,5

* Combustóleo de alta viscosidad, 180 centistokes.

** Sólo para el propósito de cálculos (considerar otros aspectos sobre puertos, canales). Este tanquero es equivalente a 1,12 T-2.

La escala mundial de fletes ("Worldscale") se revisa dos veces al año para incluir todos aquellos cambios y condiciones que afectan los fletes y el tráfico de tanqueros. Además, si mientras tanto se producen modificaciones o enmiendas, se notifica apropiadamente a los interesados. El manual de referencia contiene información sobre los fletes vigentes que abarcan unos 1.400 puertos y terminales petroleras de distintas características en todo el mundo.

Como el tráfico de tanqueros está sometido a una variedad de condiciones y circunstancias, la tarifa básica Worldscale repre-

senta 100 y las fluctuaciones por encima o por debajo de esa base se especifican en tanto por ciento. Así que el Worldscale 140 o Worldscale 80 significan 140 % u 80 % de la tarifa.

Puertos/terminales

Los puertos y las terminales marítimas y fluviales petroleras se rigen por las leyes de cada país y por los acuerdos internacionales que sobre la navegación y materias afines hayan acordado las naciones signatarias.

Como se ha podido apreciar, la flota petrolera mundial está compuesta por una cantidad de buques de variado tonelaje y características que hacen imposible que todos los puertos y terminales puedan recibir a todos los buques. Hay limitaciones de calado y de muelles que imposibilitan atender a todos los buques y más al tratarse de los supertanqueros de dimensiones y características excepcionales. Para estos supergigantes existen contadas terminales que en sí representan puntos de transbordo de carga, donde pueden almacenarse varios millones de barriles de petróleo para luego cargar tanqueros de menor tonelaje con destino a otros puertos.

Para mantener debidamente informados a los usuarios de los puertos petroleros se recopila y publica oportunamente informa-



Fig. 8-32. Terminal de La Salina, lago de Maracaibo.

ción detallada que contiene datos y pormenores sobre:

- Localización geográfica (longitud y latitud).
- Autoridad portuaria (reglamentos y ordenanzas).
- Servicios de pilotaje.
- Ayudas a la navegación (radio, faros, boyas).
- Servicios de remolcadores (atraque y desatraque, anclaje).
- Características máximas de los buques aceptables (eslora, manga, calado).
- Instalaciones para carga y descarga (muelles, bombeo, deslastre).
- Operaciones nocturnas.
- Normas de seguridad.
- Servicios (agua, combustible, avituallamiento, hospedaje en tierra, atención médica, etcétera).
- Medidas contra la contaminación ambiental.
- Información meteorológica.

Para los casos de vías marítimas de tránsito como son el canal de Suez y el canal de Panamá, existen regulaciones especiales para garantizar la seguridad del tráfico y de las instalaciones debido a la profundidad de las aguas, longitud y ancho de la vía. Si los buques van cargados o en lastre y van en una u otra dirección (Norte-Sur/Sur-Norte) se deben tomar en cuenta la eslora, la manga y el calado, como también las indicaciones referentes a la velocidad del buque durante el viaje por estas vías. Por razones obvias, las medidas de seguridad son muy estrictas.

Abanderamiento de buques

Todos los tanqueros tienen nacionalidad y están provistos de la documentación necesaria que acredita su bandera. También, un buque de nacionalidad extranjera puede ser registrado bajo la bandera de otro país, y a este

abanderamiento se le conoce como bandera de conveniencia.

El servicio mercante es muy competitivo y por razones de los bajos impuestos con que algunas naciones pechan esta actividad han logrado abanderar un respetable número de tanqueros.

Es interesante destacar que por orden de tonelaje, y en ciertos casos por número de buques, el mayor porcentaje de las flotas está registrada en países que no producen petróleo y son importadores netos de hidrocarburos de toda clase: Liberia, Japón, Grecia, Panamá y Singapur.

Los más grandes productores de petróleo del mundo: la C.E.I. (ex URSS), Arabia Saudita y Estados Unidos que durante 1995 promediaron conjuntamente 21,6 millones de barriles diarios de petróleo (equivalente a 35,1 % de la producción mundial), tienen en conjunto 19,6 y 9,6 % de los buques y del tonelaje de la flota, respectivamente. Sin embargo, debe mencionarse lo siguiente: Rusia exporta grandes volúmenes de crudo hacia Europa por oleoductos; Arabia Saudita, uno de los más grandes exportadores de petróleo del mundo, tiene una flota de 12 barcos, y sus exportaciones las transportan, mayoritariamente, buques de otras banderas; los Estados Unidos, además de ser gran productor, es un gran consumidor de hidrocarburos que importa diariamente grandes volúmenes mediante la utilización de buques de otras banderas y sus exportaciones de crudos y productos son ínfimas. No obstante, el tráfico de cabotaje de tanqueros estadounidenses es respetable y todo el petróleo de Alaska, cuya producción es de aproximadamente 1,5 millones de barriles diarios (05-1995), se transporta por tanqueros.

Las flotas petrolera y mercante representan para cada país un apoyo naval que en breve plazo puede ser movilizado y adscrito a las fuerzas militares en caso de emergencias. Por esta razón, muchas potencias se preo-



Fig. 8-33. Disposición de tanqueros cargando o descargando en las instalaciones de la terminal del Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

cupan porque dichas flotas mantengan sus buques en adecuadas condiciones de servicio y sean manejados por personal competente.

IV. La Flota Petrolera Venezolana

La Primera Guerra Mundial (1914-1918) retardó en cierto modo y por razones obvias el inicio de las actividades petroleras venezolanas en gran escala. Precisamente, el descubrimiento en 1914 del gran campo petrolífero de Mene Grande, estado Zulia, mediante el pozo Zumaque-1, abierto por la Caribbean Petroleum Company (Grupo Royal Dutch/Shell), no empezó a tomar auge sino en 1917 cuando por primera vez empezó a enviarse crudo venezolano a Curazao desde San Lorenzo.

La flota del lago

Los embarques se hacían utilizando dos gabarras de madera de 300 toneladas cada una llevadas por los remolcadores “Sansón” y “Don Alberto”. La distancia entre San Lorenzo y Curazao es de 320 millas náuticas y el viaje redondo tomaba entonces de siete a ocho días, dependiendo de las condiciones atmosféricas,

que si eran malas se requería más tiempo y a veces los remolcadores y las gabarras sufrían averías. Se podrá apreciar que la navegación era muy lenta, la velocidad de esos remolcadores estaba entre 3,3 y 3,8 nudos por hora para el viaje de ida y vuelta.

El desarrollo de las operaciones petroleras venezolanas confirmó en poco tiempo las amplias perspectivas de producción de la cuenca geológica de Maracaibo y para la década de los años veinte la exportación de crudos requirió mejores y más amplios medios de transporte.

Barcos de guerra en desuso, de pequeño calado y de 500 toneladas de capacidad, fueron reacondicionados para el servicio de transporte petrolero bajo bandera holandesa, desde el lago hasta Curazao y Aruba.

La “flota del lago” creció en consonancia con los aumentos de producción y de exportación de crudos. La navegación por el golfo de Venezuela y por la garganta de entrada y salida al lago de Maracaibo, representada por el trecho Cabimas-Isla de Zapara, constituía para la época 67,5 millas náuticas de recorrido peligroso. Las barras en la boca del lago ofrecían profundidades de agua de casi un metro a 5,25 metros. Además, las mareas, las corrientes, el movimiento de sedimentos y



Fig. 8-34. Buque Maritza Sayalero, transportador de productos de PDV Marina.

los cambios atmosféricos eran factores que contribuían a la peligrosidad de la navegación como también a la limitación del calado de los buques y, por ende, su tonelaje. Sin embargo, con el correr de los años el tonelaje de los buques fue incrementándose de 300 a 500, 1.200, 2.000 y 4.000 toneladas a medida que el Gobierno Nacional y las empresas petroleras conjugaban esfuerzos para ahondar el canal de navegación y disponer el debido señalamiento para el tráfico de los buques, como también otras normas de seguridad.

Los trabajos de mejora de seguridad de la navegación por el golfo de Venezuela y la garganta del lago de Maracaibo se intensificaron después de la Segunda Guerra Mundial. Y con la creación del Instituto Nacional de Canalizaciones en 1952 se logró ahondar más el canal externo y el interno para permitir el tránsito de buques de mayor tonelaje. Para 1954 ya

entraban y salían tanqueros de 15.000 toneladas. Más tarde, para 1959, la flota venezolana de tanqueros fue modernizada y aumentada con buques de hasta 45.057 toneladas, gracias a los continuos trabajos de profundización de los canales y puertos petroleros en el lago de Maracaibo.

La flota remozada

Para 1973 la flota petrolera venezolana había adquirido un perfil y dimensiones diferentes. Estaba compuesta por buques entre los cuales se contaban algunos que podían hacer viajes internacionales, no obstante que su principal función había sido, básicamente, el servicio costanero venezolano y cuando más por el mar Caribe.

Las siguientes Tablas 8-13 y 8-14 dan idea de la composición de la flota para los años 1973 y 1984.

Tabla 8-13. La flota petrolera venezolana en vísperas de la nacionalización de la Industria

Empresa	Buque	Características 1973				
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
CVP	Independencia I	29.700	10	15,6	1973	2
	Independencia II	29.700	10	15,6	1973	2
		59.400				
Creole	ESSO Amuay	37.200	11,36	15,0	1960	15
	ESSO Caripito	37.200	11,36	15,0	1960	15
	ESSO Caracas	40.925	11,34	15,0	1959	16
	ESSO Maracaibo	40.925	11,34	15,0	1959	16
	ESSO La Guaira	10.905	6,82	12,0	1954	21
		167.155				
Shell	SHELL Amuay	34.904	10,95	14,5	1960	15
	SHELL Aramare	35.070	10,95	14,5	1960	15
	SHELL Mara	45.057	11,65	16,0	1958	17
	SHELL Charaima	15.100	8,31	12,5	1954	21
	SHELL Caricuao	14.671	8,31	12,5	1954	21
		144.802				
Mobil	NAVEMAR	54.307	12.65	16,0	1961	14
Total		425.664				

- (1) TPM.
- (2) calado, metros.
- (3) velocidad, nudos.
- (4) año de construcción.
- (5) años de servicio.

Al aproximarse la nacionalización de la industria petrolera (1975), la flota tenía 13 barcos con un total de 425.664 toneladas y de ellos 10 buques con quince y más años de servicio. Prácticamente 85 % de las unidades necesitaban reemplazo por tiempo de servicio.

Después de la nacionalización, varios buques viejos fueron retirados de servicio y reemplazados por unidades nuevas que rebajaron substancialmente el total de años acumulados de servicio y aumentaron en 91,2 % el

tonelaje total de la flota. En 1975, la edad global de la flota era de ciento noventa años pero en 1984 la flota fue completamente remozada. La suma de años de servicio de 20 barcos era de ochenta y dos años, y otros dos más nuevos no habían cumplido todavía un año navegando. El esfuerzo de Petróleos de Venezuela y sus filiales por contar con una flota más grande apuntaba a la nueva orientación de adquisición de más clientes y mayor participación en los mercados petroleros.

Tabla 8-14. Características de la flota petrolera venezolana al 31-12-1984

Empresa	Buque	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Corpoven	Independencia I	B	29,5	10,93	16,0	1973	11
	Independencia II	B	29,3	10,93	15,6	1973	11
			58,8				
Lagoven	Paria	N	45,6	10,06	15,0	1983	2
	Moruy	B	45,5	10,06	15,0	1983	1
	Santa Rita	B	32,0	11,30	16,0	1978	6 (+)
	Quiriquire	B	32,0	11,30	16,0	1978	6 (+)
	Caripe	N	53,7	11,60	16,0	1981	3 (+)
	Sinamaica	N	53,7	11,60	16,0	1981	3
	Ambrosio	N	61,2	11,58	15,6	1984	1
	Morichal	N	61,2	11,58	15,6	1984	0
	Inciarte	N	15,0	8,50	14,0	1984	0
	Guanoco	N	15,0	8,50	14,0	1983	1
			414,9				
Maraven	Caruao	B	31,9	11,33	15,7	1978	6
	Pariata	B	31,9	11,33	15,7	1978	6 (+)
	Transporte XX	B	19,9	8,15	7,0	1974	10
	Murachi	N	60,6	12,90	16,0	1981	3 (+)
	Urimare	N	60,6	12,90	16,0	1981	3
	Borburata	N	30,7	0,35	14,0	1981	3
	Yavire	GLP	8,0	7,60	15,0	1983	1
	Paramacay	GLP	8,0	7,60	15,0	1983	1
	Intermar Trader*	N/B	44,6	11,4	15,0	1982	1
	Intermar Transporter*	N/B	44,7	11,4	15,0	1982	1
			340,5				
Total propia/arrendada*			814,2				

(1) tipo de cargamento: blanco, negro, gases licuados del petróleo.

(2) peso muerto, miles de toneladas métricas.

(3) calado, metros.

(4) velocidad, nudos/hora.

(5) año de construcción.

(6) años de servicio.

Barcos retirados de servicio (+).

Fuente: Coordinación de Comercio y Suministro/Gerencia de Transporte Marítimo/PDVSA.

Creada PDV Marina

El crecimiento, el desarrollo y la importancia de las actividades petroleras de mercadeo de PDVSA y sus filiales condujeron a que la casa matriz aprobara en 1988 el plan rector de la flota, con miras a reemplazar viejas unidades y a expandir la capacidad de transporte marítimo nacional e internacional.

Visión, misión y estrategia

En 1988 las ventas diarias internacionales de PDVSA fueron de 1,24 millones de barriles de productos y 372.000 barriles de crudos. La visión, misión y estrategia comercial de Venezuela apuntaba a participar más en los mercados internacionales de productos derivados de petróleo.

Al efecto, para la fecha, la propiedad accionaria de PDVSA en cuatro refinerías de la República Federal de Alemania, dos en Estados Unidos, dos en Suecia y una en Bélgica y una arrendada en las Antillas Holandesas (Curazao) equivalía a que de una capacidad total instala-

da de 1.333 MBD le correspondía una participación de 796.720 b/d. Razón más que sobrada para que un gran exportador de petróleo como Venezuela tuviese una flota cónsona con sus compromisos empresariales.

Consolidación de la flota

- 24 de agosto de 1990. PDVSA y su filial Interven (inversiones en el exterior) crearon a **Venfleet Ltd.**
- 29 de noviembre de 1990. PDVSA creó a PVD Marina y le traspasó Venfleet Ltd.
- 06 de diciembre de 1991. PDV Marina creó a **Venfleet Lube Oil.**
- 28 de mayo de 1992. PDV Marina creó a **Venfleet Asphalt.**
- 1° de septiembre de 1992. Se integraron las flotas de las filiales Corpoven, Lago-ven y Maraven, y los servicios portuarios para formar las propiedades de PDV Marina.

Lo que recibió PDV Marina de las filiales y cómo quedó constituida la nueva flota se resume en la tabla que sigue:

Tabla 8-15. Características de la nueva flota petrolera bajo PDV Marina

	1992	1996
Empresa	Unidades	PDV Marina
Lagoven	10 tanqueros 7 remolcadores 3 lanchas	25 tanqueros 4 producteros 17 remolcadores 13 lanchas de apoyo
Maraven	8 tanqueros 5 remolcadores	
Corpoven	2 tanqueros 5 remolcadores 5 lanchas	
PDV Marina	1 tanquero 8 tanqueros en construcción	
Personal		Personal
Marinos tanqueros	1.069	Tanqueros 746
Soporte oficinas	285	Gestión y soporte 415
Agenciamiento	27	Agenciamiento, remolcadores y lanchas 372
Marinos remolcadores y lanchas	355	F/h efectiva 1.533
Total	1.736	

Fuente: PDV Marina, 1996.



Fig. 8-35. Tanquero Zeus de la flota Lakemax de PDV Marina para el transporte de crudos.

Por razones del servicio y de las características de los barcos, PDV Marina agrupa sus buques así:

- Flota Lakemax: conformada por los tanqueros Zeus, construido en 1992, y los otros siete: Proteo, Icaro, Parnaso, Teseo, Eos, Nereo y Hero, construidos en 1993, en los astilleros de la Hyundai, en Corea del Sur. Todos pertenecen a la filial Venfleet. Son utilizados para el transporte de crudos y poseen cada uno las siguientes características comunes:

- TMPM (toneladas métricas de peso muerto): 99.500
- Calado, metros: 12,9
- Velocidad, nudos/hora: 15

Además, la flota para crudos cuenta con los tanqueros cedidos a PDV Marina por Lagoven (ver Tabla 8-14): **Ambrosio**, **Morichal**, **Paria** y **Sinamaica**, y por Maraven: **Murachi**.

- Flota para transportar productos: la forman el **Moruy** (ex Lagoven), el **Caruao** (ex Maraven) y el Caura, y los bautizados en honor a las reinas de belleza Susana Duijm, Pilín León, Bárbara Palacios y Maritza Sayalero. Miles de toneladas de peso muerto total (MTPM): 301,1. Para transportar asfalto están los barcos **Guanoco** e **Inciarte**, de 15,7 y 15,4 MTPM, respec-

tivamente. Los cargueros de GLP son el **Paramacay** y el **Yavire**, de 11,8 MTPM cada uno.

Alcance de las actividades

PDV Marina como parte integral del negocio petrolero y filial de PDVSA atiende al servicio de cabotaje en el país mediante las entregas de cargamentos de productos, gases licuados del petróleo, líquidos de gas natural, asfalto y crudos. Además, cubre las entregas de hidrocarburos crudos y derivados en los mercados de Suramérica, el Caribe, Norteamérica, Europa y Asia.

Por las características operativas de las unidades de la flota, el personal de PDV Marina tiene que ajustarse y cumplir con las regulaciones siguientes:

Internas: Ley Penal del Ambiente; Ley de Navegación, Código de Comercio y Plan Nacional de Contingencia.

Externas: Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLA); Ley Federal de Estados Unidos de Norteamérica, OPA-90, respecto a navegación marítima; Código Internacional de Gestión de Seguridad (I.S.M.C); Certificado de Gestión de Seguridad; Convenio Internacional sobre las Normas de Formación, Titulación y Guardia para la Gente de Mar (S.T.C.W. 1995).

Tabla 8-16. Plan de actividades de PDV Marina

	1995		2000	
	MBD	%	MBD	%
Volumen total transportado	671	25	1.113	31
Servicio de cabotaje	196	47	418	100
Exportaciones	475	22	695	22
Flota controlada por PDV Marina	Número de unidades			
Tanqueros	24		41	
Remolcadores	17		19	
Lanchas	8		15	

Fuente: PDV Marina, 1996.

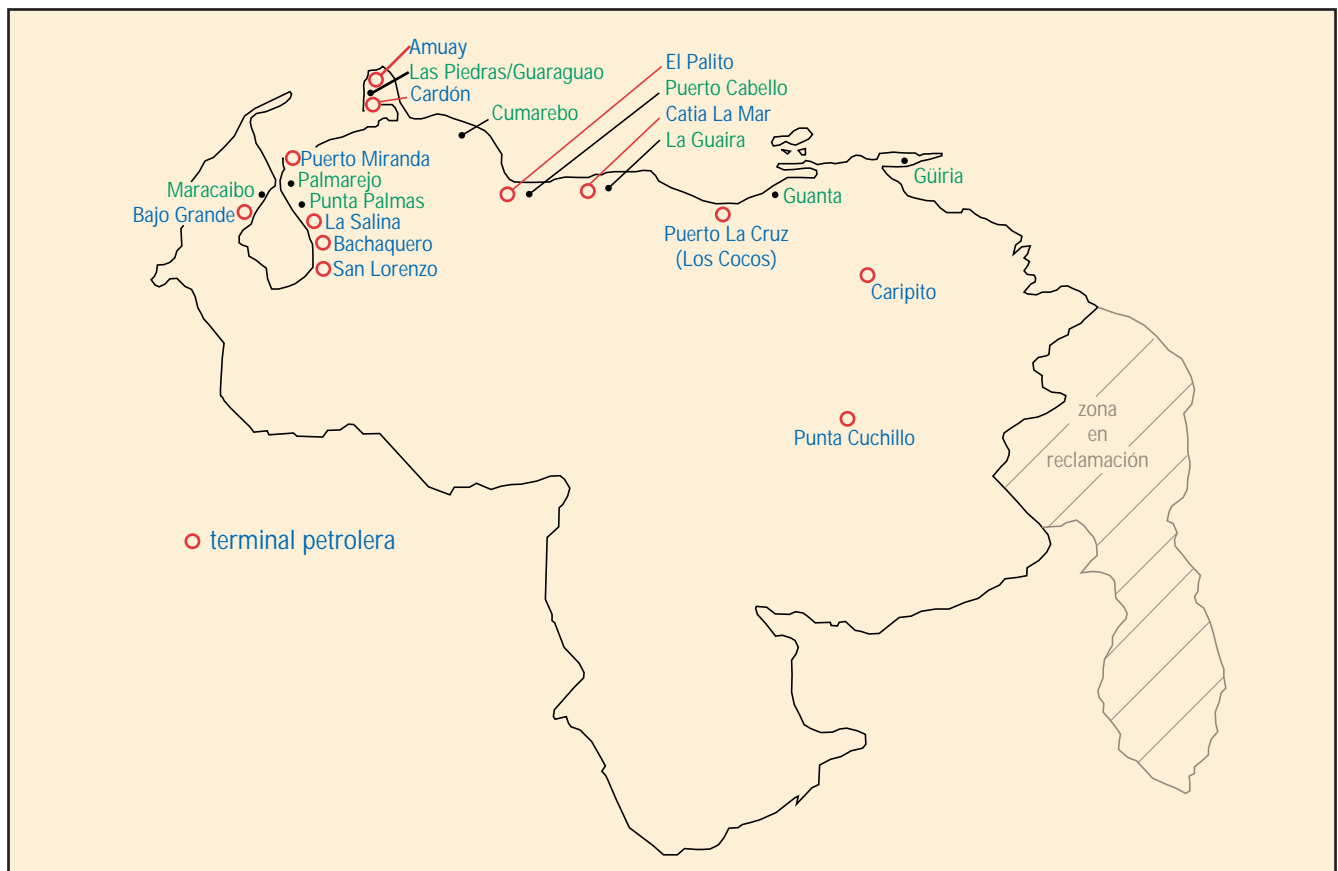


Fig. 8-36. Puertos y terminales petroleras venezolanas.

Tabla 8-17. Distancia entre puertos y terminales petroleras (•) de Venezuela

Puerto Estado	Amuay • Falcón	Bachaquero • Zulia	Caripito • Monagas	Catía La Mar • Distrito Federal	Cumarebo Falcón	El Palito • Carabobo	Güiria Sucre	La Salina • Zulia	La Guaira Distrito Federal	Lama Zulia	Las Piedras Falcón
Amuay •	-	230	652	244	110	206	584	121	248	157	5
Bachaquero •	230	-	864	456	322	418	796	114	232	127	232
Caripito •	652	864	-	419	563	483	81	750	413	791	654
Catía La Mar •	244	456	419	-	155	64	351	348	7	383	246
Cumarebo	110	322	563	155	-	117	495	231	158	249	112
El Palito •	206	418	483	64	117	-	415	312	71	351	208
Güiria	584	796	81	351	495	416	-	677	345	723	586
La Salina •	121	114	750	348	231	312	677	-	383	19	175
La Guaira	248	232	413	7	158	71	345	383	-	387	250
Lama	157	127	791	383	249	351	723	19	387	-	156
Las Piedras	5	23	2	654	246	112	208	586	175	250	156
Maracaibo	116	116	750	342	208	304	682	23	346	42	115
Palmarejo	105	127	739	331	197	299	671	14	335	54	104
Puerto Cabello	208	420	476	58	119	7	408	335	68	349	210
Puerto La Cruz •	387	599	298	151	298	215	230	511	145	526	389
Puerto Miranda •	108	121	742	151	200	302	674	7	338	50	107
Puerto Ordaz	901	1.113	449	668	812	732	378	998	662	1.040	903
Punta Cardón •	9	226	658	250	116	212	590	142	254	148	6
Punta Palmas (Sur) •	130	100	764	356	222	324	694	9	360	29	129
San Lorenzo •	226	50	860	452	318	420	792	93	456	74	225

Fuentes: Worldwide Marine Distance Tables, BP-Tanker Company Limited, 1976.
Lagoven.

(en millas náuticas)

Maracaibo Zulia	Palmarejo Zulia	Puerto Cabello Carabobo	Puerto La Cruz • Anzoátegui	Puerto Miranda • Zulia	Puerto Ordaz Bolívar	Punta Cardón • Falcón	Punta Palmas • (Sur) Zulia	San Lorenzo • Zulia
116	105	208	387	108	901	9	130	226
116	127	420	599	121	1.113	226	100	50
750	739	476	298	742	449	658	764	860
342	331	119	298	200	812	116	222	318
208	197	7	215	302	732	212	324	420
304	299	408	230	674	378	590	696	792
682	671	335	511	7	998	142	9	93
23	14	335	511	7	998	142	9	93
346	335	68	145	338	662	254	360	456
42	54	349	526	50	1.040	148	29	74
115	104	210	389	107	903	6	129	225
-	13	306	485	8	999	112	14	112
13	-	297	474	7	981	101	27	125
306	297	-	208	300	728	214	322	418
485	474	208	-	477	547	393	499	595
8	7	300	477	-	991	104	22	122
999	881	728	547	991	-	907	1.013	1.109
112	101	214	393	104	907	-	126	222
14	27	322	499	22	1.013	126	-	98
112	125	418	595	122	1.109	222	98	-

Referencias Bibliográficas

1. American Meter Co., Dallas, Texas.
A. Orifice Meters (Bulletin E-2-R)
Installation and Operation
B. Orifice Meter Constants (Handbook-2)
2. American Petroleum Institute: **Specification for Line Pipe**, API Spec 5L, 31th edition, Dallas, Texas, March 1980.
3. BACHMAN, W.A.: "Move to Giant Tankers Fast Becoming Stampede", en: **Oil and Gas Journal**, October 30, 1967, p. 47.
4. BARBERII, Efraín E.: **El Pozo Ilustrado**, Capítulo VIII "Transporte", ediciones Lagoven, diciembre 1985.
5. BP-Tanker Company Limited: **World-Wide Marine Distance Tables**, Londres, 1976.
6. Clarkson, H. and Company Limited: **The Tanker Register**, London, 1982.
7. COOKENBOO, Leslie Jr.: **Crude Oil Pipelines and Competition in the Oil Industry**, Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts, 1955.
8. **La Industria Venezolana de los Hidrocarburos**, Petróleos de Venezuela y sus filiales, Capítulo 4 "Transporte y Almacenamiento", Tomo I, primera edición, noviembre 1989, pp. 387-451.
9. LAM, John: **Oil Tanker Cargoes**, Neill and Co. Ltd., Edimburgo, 1954.
10. MARKS, Alex: **Handbook of Pipeline Engineering Computations**, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1979.
11. Ministerio de Minas e Hidrocarburos: **Convención Nacional de Petróleo**, Capítulo V, "El Transporte", preparado por Mene Grande Oil Company, 1951.

12. Ministerio de Energía y Minas: **Memoria y Cuenta 1978**, Transporte de Hidrocarburos Venezolanos, Carta Semanal N° 15, MEM, abril 14, 1979, p. 14.
13. MORENO, Asunción M. de: **Transporte Marítimo de Petróleo**, Ediciones Petroleras Foninves N° 6, Editorial Arte, Caracas, 1978.
14. NELSON, W.L.: **Oil and Gas Journal**:
 - A. "What Does a Tanker Cost", 18-9-1961, p. 119.
 - B. "USMC Rates", 7-9-1953, p. 113.
 - C. "More on Size and Cargoes of Tankers", 6-6-1958, p. 136.
 - D. "More on Average Tanker Rates", 30-6-1958, p. 101.
 - E. "How Tanker Size Affects Transportation Costs", 9-12-1960, p. 102.
 - F. "Tanker Transportation Costs", 3-6-1968, p. 104 y 10-6-1958, p. 113.
 - G. "Scale and USMC Tanker Rates", 20-8-1956, p. 241.
 - H. "What is the Average Cost of Tanker Transportation", 21-10-1957, p. 134.
 - I. "ATRS Schedule Becoming More Widely Used", 23-5-1960, p. 125.
 - J. "Meaning of Spot Tanker Rates", 26-5-1958, p. 117.
15. NICKLES, Frank J.: "Economics of Wide, Shallow VLCCS", en: **Ocean Industry**, abril 1974, p. 243.
16. **Oil and Gas Journal**:
 - "Pipeline Economics", November 23, 1981, p. 79; August 11, 1980, p. 59; August 13, 1979, p. 67; August 14, 1978, p. 63.
 - "Soviet Press Construction of 56 in. Gas Pipelines", June 14, 1982, p. 27.
 - "Tankers Getting Bigger", February 20, 1956, p. 87.
 - "Why the Boom in Tankers", February 25, 1957, p. 90.
 - "Pipelines or Tankers, Which Will Move Middle East Oil", September 17, 1956, p. 253.
 - "Basis for Tankers Rates Makes Hit", July 2, 1962, p. 74.

17. Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos: **Primer Congreso Venezolano de Petróleo, 1962**, Aspectos de la Industria Petrolera en Venezuela, Capítulo VI, “Transporte”, p. 579. Presentado por Venezuelan Atlantic Refining Co. Autores: Omar Molina Duarte, R.J. Deal, J.D. Benedict.
18. TAGGART, Robert: “A New Approach to Supertanker Design”, en: **Ocean Industry**, march 1974, p. 21.
19. WETT, Ted: “Tanker Trade Hit by Deep Slump. No End in Sight”, en: **Oil and Gas Journal**, march 1975, p. 37.
20. YONEKURA, Kunihiro: “Japanese Tanker-Building Facilities and Methods Being Improved by New Techniques”, en: **Oil and Gas Journal**, June 9, 1975, p. 67.