



ESCUELA UNIVERSITARIA
DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
DE ZARAGOZA



PROYECTO FIN DE CARRERA

EL PETRÓLEO. HISTORIA Y REFINO.

ALUMNO: PATRICIA CASAS BLANCO
ESPECIALIDAD: QUÍMICA
DIRECTOR: EVA FRANCÉS PÉREZ
CONVOCATORIA: JUNIO 2010

ÍNDICE

1.Objetivos del proyecto.....	5
1.2. Definición del petróleo.....	5
1.3. Composición del petróleo.....	5
1.4. Características.....	9
1.4.1. Color.....	9
1.4.2. Olor.....	10
1.4.3. Densidad.....	10
1.4.4. Índice de refracción.....	12
1.4.5. Coeficiente de expansión.....	12
1.4.6. Punto de congelación.....	12
1.4.7. Punto de deflagración.....	13
1.4.8. Poder calorífico.....	13
1.4.9. Calor específico.....	13
1.4.10. Calor latente de vaporización.....	13
1.4.11. Caracterización del petróleo.....	14
1.4.12. Viscosidad.....	14
1.5. Clasificación.....	15
1.5.1. Crudos de referencia.....	15
1.5.2. Según su gravedad API.....	16
1.5.3. Según el hidrocarburo predominante.....	17
1.5.4. Según la caracterización del petróleo.....	17
1.6.Derivados del petróleo.....	18
1.6.1. Combustibles.....	18
1.6.1.1. Gasolina.....	18
1.6.1.2. Queroseno.....	18
1.6.1.3. Diesel.....	19
1.6.1.4. Gas Natural.....	19
1.6.1.5. Gas Licuado del petróleo.....	19
1.6.2. Productos industriales.....	20
1.6.2.1. Gasolina Blanca.....	20
1.6.2.2. Aguarrás Mineral.....	20
1.6.2.3. Xileno Industrial.....	20

1.6.2.4. Fuel oil.....	20
1.6.2.5. Asfalto.....	20
1.6.2.6. Nafta.....	21
1.6.3. Productos petroquímicos.....	21
1.6.3.1. Etileno.....	21
1.6.3.2. Metanol.....	21
1.6.3.3. Tolueno.....	22
2.Historia del petróleo.....	23
2.1. Formación del petróleo.....	23
2.1.1. Teoría inorgánica de Mendeleive.....	23
2.1.2. Teoría orgánica de Engler.....	24
2.1.3. Teoría de inorgánica de Thomas Gold.....	25
2.1.4. Teoría convencionalmente aceptada.....	26
2.2. Descubrimiento del petróleo y primeros usos.....	28
2.2.1. Evolución de los usos del petróleo.....	33
2.3. Usos actuales.....	36
2.4. Producción y consumo actual.....	37
2.4.1. Evolución temporal del consumo y la producción de petróleo.....	40
2.4.1.1. Evolución en España.....	42
2.4.2. Reservas actuales.....	44
2.5. Historia económica.....	48
2.5.1. Crisis del petróleo de 1973.....	50
2.5.2. Crisis del petróleo de 1979.....	51
2.5.3. Evolución del precio del barril.....	51
2.6. El futuro del petróleo.....	53
3. Historia del refino del petróleo.....	56
3.1. Prospección.....	56
3.2. Perforación.....	60
3.3. Extracción.....	63
3.4. Almacenamiento.....	65
3.5. Transporte.....	66
3.6. Refino.....	72
3.6.1. Fraccionamiento del crudo.....	74

3.6.2. Procesos de conversión. Craqueo.....	77
3.6.2.1. Craqueo térmico.....	77
3.6.2.2. Craqueo catalítico.....	80
3.6.3. Reformado.....	83
3.6.4. Tratamiento de depuración.....	85
3.6.4.1. Hidrotratamiento.....	85
3.6.4.2. Proceso de Claus.....	88
3.6.4.3. Refino químico.....	88
3.6.4.4. Refino físico.....	89
3.7. Historia de la compañías petroleras.....	91
3.7.1. Historia de las refinerías Españolas.....	94
4. Nomenclatura.....	96
5. Fuentes de información.....	97
5.1. Libros.....	97
5.2 Páginas web.....	97
5.3. Otros.....	100
6. Anexos.....	101
6.1. Normativa.....	101
6.1.1. Respeto a existencias mínimas.....	101
6.1.2. Referentes a la UE.....	103
6.1.3. Referentes a la Agencia Internacional de Energía.....	104
6.1.3.1. Disposiciones generales.....	104
6.1.3.2. Disposiciones de desarrollo RD 1716/2004.....	105
6.1.3.3. Órdenes de nombramiento.....	106
6.1.3.4. Estructuras y competencias.....	106
6.1.3.5. Órdenes ministeriales de aprobación de cuotas.....	107
6.1.3.6. Resoluciones de la Dirección general de Política Energética y Minas sobre información del sector de hidrocarburos.....	108
6.1.3.7. Directivas del consejo.....	108
6.1.3.8. Acuerdos bilaterales.....	108
6.1.3.9. Existencias mínimas de seguridad en países de la UE.....	109

6.1.3.10. Resoluciones de la Comisión Nacional de Energía.....	109
6.2. Contaminación del petróleo . Derrames en el mar.....	110
6.2.1. Cronología de mareas negras.....	111

1. INTRODUCCIÓN.

1.1. Objetivos del proyecto.

Los objetivos de este proyecto es el estudio de los usos del petróleo a lo largo de la historia y la evolución del proceso de refino según las necesidades.

1.2. Definición del petróleo.

El petróleo es una mezcla heterogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua.

El petróleo ha recibido varios nombres a lo largo de la historia, así del griego πετρέλαιον, "aceite de roca". Piedra (petra) y aceite (oleum) son los dos términos latinos que se encuentra en la etimología de la palabra petróleo.

En Oriente Medio, en las proximidades del Golfo Pérsico se le atribuyen otros nombres como "asfalto", como prueba el nombre de "Lago Asfaltites", con el que los romanos conocían el mar Muerto. Otros nombres son los de "betún", "pez" o, simplemente, "brea". También es conocido como petróleo crudo o simplemente crudo.

1.3. Composición del petróleo.

El aceite petrolífero está constituido por hidrocarburos, desde el metano C₁, según la forma de expresión petrolera, hasta especies complejas, tipo C₄₀ y aún más altas, que no pueden destilarse sin descomposición. Una composición media elemental puede ser: 85% de

carbono, 12% de hidrógeno, 3% de azufre, oxígeno y varios elementos metálicos.

A veces el yacimiento sólo contiene gas natural, es decir hidrocarburos gaseosos (C_1-C_4) con pequeñas cantidades de otros líquidos (C_5-C_8).

A la parte de hidrocarburada le acompañan, en ocasiones importantes cantidades de otros gases (18% SH_2 , en Lacq, Francia; 90% de CO_2 , en California; 80% N, en Kansas, Estados Unidos; 7% Hidrocarburos en Colorado, Estados Unidos).

Otros yacimientos, generalmente menos profundos, solo contienen hidrocarburos de gran número de átomos de carbono, ya que al aflorar el crudo de forma natural a la superficie se evaporan sus fracciones más ligeras. Es el caso del famoso lago asfáltico en la Isla Trinidad, en las Antillas. Lo más corriente es que los depósitos sean mezclas de líquidos, sólidos y gases.

La identificación de especies es posible en las fracciones más ligeras. A partir del término 8-10 ya es más difícil por la presencia de muchos isómeros y estructuras complejas, puede decirse que se han utilizado todas las técnicas físicas y químicas conocidas para identificar y separar las especies contenidas en el petróleo, pero aun así, algunas estructuras no han sido capaces de ser identificadas.

El petróleo está formado principalmente por hidrocarburos, que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, náfrenos y aromáticos. Junto con cantidades variables de derivados saturados homólogos del metano (CH_4). Su fórmula general es C_nH_{2n+2} .

- Cicloalcanos o cicloparafinas-naftenos: hidrocarburos cíclicos saturados, derivados del ciclopropano (C_3H_6) y del ciclohexano

(C₆H₁₂). Muchos de estos hidrocarburos contienen grupos metilo en contacto con cadenas parafínicas ramificadas. Su fórmula general es C_nH_{2n}.

- Hidrocarburos aromáticos: hidrocarburos cíclicos insaturados constituidos por el benceno (C₆H₆) y sus homólogos. Su fórmula general es C_nH_n.
- Alquenos u olefinas: moléculas lineales o ramificadas que contienen un enlace doble de carbono (-C=C-). Su fórmula general es C_nH_{2n}. Tienen terminación "-eno".
- Dienos: Son moléculas lineales o ramificadas que contienen dos enlaces dobles de carbono. Su fórmula general es C_nH_{2n-2}.
- Alquinos: moléculas lineales o ramificadas que contienen un enlace triple de carbono. Su fórmula general es: C_nH_{2n-2}. Tienen terminación "ino".

Además de hidrocarburos, el petróleo contiene otros compuestos orgánicos, entre los que destacan sulfuros orgánicos, compuestos de nitrógeno y de oxígeno. También hay trazas de compuestos metálicos, tales como sodio (Na), hierro (Fe), níquel (Ni), vanadio (V) o plomo (Pb).

Entre los componentes hidrocarburos están representados funcionalmente las siguientes series: parafínicas lineal (parafinas), ramificada (hisopa afinas), ciclada (naftenos), aromática (benceno, naftaleno, etc.) y mixta, en la que se incluyen las especies complejas.

Salvo los primeros términos (metano a etano, ciclohexano, benceno) es difícil clasificar químicamente una fracción petrolífera, pues su composición responde principalmente a especies mixtas. Por ejemplo, el etiltetrahidronaftaleno, tiene un 50% de carbonos aromáticos, un 33.3% de nafténicos y un 16.7% de parafínicos. Por tanto no hay que incluirlo en una

u otra serie. A efectos puramente conceptuales, se ha propuesto la estructura reflejada en la figura 1.1. como representativa de la molécula petrolífera media:

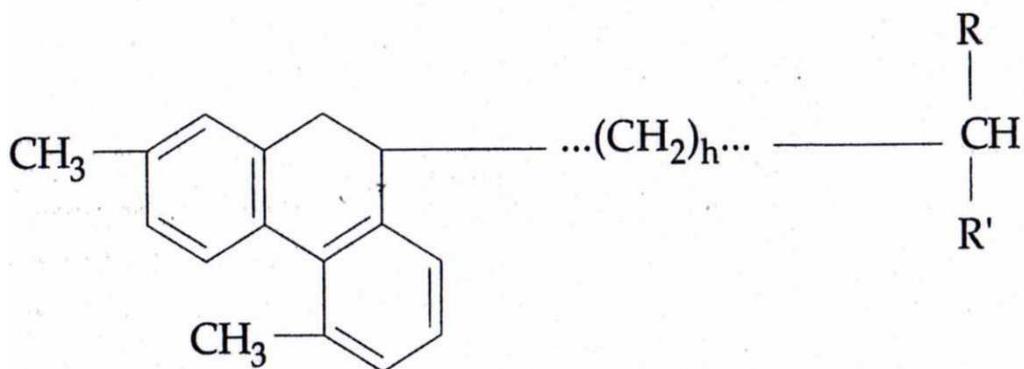


Figura 1.1. Estructura de la molécula petrolífera.

La complejidad y enorme número de especies presentes en el petróleo obliga a considerarlo como un conjunto de fracciones, más que de especies, entendiendo por tales las partes en que prácticamente puede dividirse el petróleo en razón de la distinta volatilidad de los diferentes hidrocarburos que lo componen.

Los compuestos oxigenados del petróleo están representados principalmente por fenoles y ácidos alifáticos y, en particular, por funciones ácidas como los ácidos nafténicos (ácidos de alcoholcicloparafinas), no se dan en proporciones superiores al 0.06% del petróleo bruto.

Los compuestos nitrogenados existen como máximo en proporción de un 0.5%. Se trata de bases orgánicas, como la piridina y sus análogos derivados.

Los compuestos de azufre son de gran significación, no sólo por su cantidad (de 0,5 a 5%) sino por la corrosividad, olor y otras propiedades indeseables que comunican las fracciones petrolíferas, que obligan a una

depuración (refino). Contienen azufre los gases (sulfhídrico), los líquidos (tiofeno, mercaptanos, disulfuros, sulfuros orgánicos) y hasta las fracciones sólidas como los asfaltos y compuestos resinosos de alto peso molecular disueltos en el aceite.

Los compuestos conocidos como asfaltos son en realidad, estructuras complejas de C, H, O y S.

También son complejas las estructuras de los carboides, carbenos, asfaltenos y resinas, que actúan como coloides protectores de otros componentes macromoleculares.

La instauración de las cadenas hidrocarburadas no se da en los componentes más ligeros. Igualmente, el contenido en azufre, nitrógeno y oxígeno aumenta al aumentar el punto de ebullición de la fracción petrolífera considerada.

Las proporciones relativas tanto al contenido de impurezas (no hidrocarburos, como de los tipos de hidrocarburos presentes, varían de uno a otro yacimiento.

1.4. Características.

1.4.1. Color.

Generalmente se piensa que todos los crudos son de color negro, lo cual ha dado origen a cierta sinonimia y calificativos: "oro negro", "más negro que el petróleo crudo". Sin embargo por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos azules, rojo, marrón y negro. Los crudos pesados y extrapesados son negro casi en su totalidad. Crudos con altísimo contenido de cera son livianos y de color amarillo; por la noche al bajar bastante la temperatura

tienden a solidificarse notablemente y durante el día, cuando aparecía el sol, muestra cierto hervor en el tanque. El crudo más liviano o condensado llega a tener un color blanquecino, lechoso y a veces se usa en el campo como gasolina cruda.

1.4.2. Olor.

El olor de los crudos es aromático como el de la gasolina, del queroseno otros derivados. Si el crudo contiene azufre tiene un olor fuerte y hasta repugnante. Si contiene sulfuro de hidrogeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos.

Para atestiguar la buena o rancia calidad de los crudos es común que la industria los designe como:

- Petróleo Dulce (Sweet Crude Oil), es aquel que contiene menos de 0,5% de contenido sulfuroso, es decir, con presencia de azufre. Es un petróleo de alta calidad y es ampliamente usado para ser procesado como gasolina.
- Petróleo Agrio (Sour Crude Oil), es aquel que contiene al menos 1% de contenido sulfuroso en su composición. Debido a la mayor presencia de azufre su costo de refinamiento es mayor, razón por la cual es usado mayormente en productos destilados como el diesel, dado su menor costo de tratamiento.

1.4.3. Densidad.

La densidad de una sustancia, simbolizada habitualmente por la letra griega ρ , es una magnitud referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen.

Los crudos pueden pesar menos que el agua (livianos y medianos) o tanto o más que el agua (pesados y extrapesados). De allí que la densidad

pueda tener un valor de 0,75 g/mL a 1,1 g/mL. Estos dos rangos equivalen a 57,2 y -3 ° API¹.

La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades (ver la fórmula abajo). Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API. La gravedad API es medida con un instrumento denominado hidrómetro².

La fórmula usada para obtener la gravedad API es la siguiente:

$$\text{Gravedad API} = (141,5/\text{GE a } 60 \text{ }^{\circ}\text{F}) - 131,5$$

Donde GE es la gravedad específica que es un sinónimo de densidad relativa que se utiliza en los países con fuerte influencia anglosajona. La densidad específica es una comparación de la densidad de una sustancia con la densidad de otra que se toma como referencia. La densidad relativa es adimensional (sin unidades), ya que queda definida como el cociente de dos densidades, por tanto para calcularla:

$$\rho_r = \rho_0/\rho$$

donde ρ_r es la densidad relativa, ρ es la densidad absoluta y ρ_0 es la densidad de sustancia. Para los líquidos y los sólidos, la densidad de referencia habitual es la del agua líquida a la presión de 1 atm y la temperatura de 4 °C. En esas condiciones, la densidad absoluta del agua es de 1000 kg/m³, es decir, 1 kg/L y para los gases, la densidad de referencia habitual es la del aire a la presión de 1 atm y la temperatura de 0 °C

¹ American Petroleum Institute.

² Un hidrómetro es un instrumento que permite medir el caudal, la velocidad o la fuerza de los líquidos que se encuentran en movimiento, dependiendo de la graduación y aplicación de este mismo.

60°F es usado como el valor estándar para la medición y reportes de mediciones.

Por lo tanto, un crudo pesado con una gravedad específica de 1 (esta es la densidad del agua pura a 60 °F) tendrá la siguiente gravedad API:

$$(141,5/1,0) - 131,5 = 10,0 \text{ grados API.}$$

1.4.4. Índice de refracción.

Se define como la relación de la velocidad de la luz al pasar de uno a otro cuerpo.

Medido con un refractómetro, los hidrocarburos acusan valores de 1,39 a 1,49. Se trata de un valor adimensional.

1.4.5. Coeficiente de expansión.

Cociente que mide el cambio relativo de volumen que se produce cuando un fluido experimenta un cambio de temperatura. Varía entre 0,00036 y 0,00096°C⁻¹.

1.4.6. Punto de congelación.

El punto de congelación de un líquido es la temperatura a la que dicho líquido se solidifica debido a una reducción de temperatura, a presión atmosférica.

Varía desde 15,5 °C hasta la temperatura de -45 °C. Depende de las propiedades y características de cada crudo o derivado. Este factor es de importancia al considerar el transporte de los hidrocarburos y las estaciones, principalmente el invierno y las tierras gélidas.

1.4.7. Punto de deflagración.

Es la temperatura a la que se produce una reacción vigorosa que produce calor acompañado de llamas y/o chispas.

Varía desde -12 °C hasta 110 °C.

1.4.8. Poder calorífico.

Puede ser entre 8.500 a 11.350 calorías/gramo. Entre BTU/libra puede ser de 15.350 a 22.000. (BTU es la unidad térmica británica).

1.4.9. Calor específico.

La cantidad de calor requerida para que la unidad de masa de gas aumente su temperatura un grado.

Varía entre 1674,77 y 2176,72 J/Kg k. El promedio de la mayoría de los crudos es de 1884,06 J/kg K.

1.4.10. Calor latente de vaporización.

Calor latente de fusión o calor de cambio de estado, es la energía absorbida por las sustancias al cambiar de estado de líquido a gaseoso

Para la mayoría de los hidrocarburos parafínicos y metilenos acusa entre 70 a 90 kilocalorías/kilogramo ó 130 a 160 BTU/libra.

1.4.11. Caracterización del petróleo.

Para la caracterización del petróleo, y sus fracciones se utilizan también correlaciones como el factor de caracterización (FK) de Watson y Nelson y en el índice de correlación (IC):

El FK y el IC es un valor que permite identificar o caracterizar el tipo de crudo en cuanto a su composición química, (base parafínica, mixta, nafténica, aromática). Los valores que deben tener estos factores para ser clasificados se explican en el apartado 1.5.4.

$$FK = 1.215 \frac{T^{1/3}}{d}$$

$$IC = \left(\frac{48640}{T} \right) + 473.7d - 456.8$$

En las que T= temperatura media de ebullición, en grados Kelvin, o sea aquella a la que pasa por destilación la mitad del producto, y d=peso específico a 15ºC en kg/ L

1.4.12. Viscosidad.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refino y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. El poise o centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio lleno del líquido investigado, para

obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener 0,2 hasta más de 1,0 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados.

- Viscosidad relativa: es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua. A 20 °C la viscosidad del agua pura es de 1,002 centipoises.
- Viscosidad cinemática: es equivalente a la viscosidad expresada en centipoises dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa en stokes o centistokes.

1.5. Clasificación.

La industria petrolera clasifica el petróleo crudo según su lugar de origen (por ejemplo "West Texas Intermediate" o "Brent") y también relacionándolo con su peso API (American Petroleum Institute) (ligero, medio, pesado, extrapesado); los refinadores también lo clasifican como "dulce", que significa que contiene relativamente poco azufre, o "ácido", que contiene mayores cantidades de azufre y, por lo tanto, se necesitarán más operaciones de refinamiento para cumplir las especificaciones actuales de los productos refinados.

1.5.1. Crudos de referencia.

Un crudo de referencia es aquel que se emplea para determinar el precio del mercado de la producción de una zona que se encuentra próximo geográficamente.

- Brent Blend, compuesto de quince crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del Mar del Norte, este crudo se almacena y carga en la terminal de las Islas Shetland . La producción de crudo de Europa, África y Oriente Medio sigue la tendencia marcada por los precios de este crudo.
- West Texas Intermediate (WTI) para el crudo estadounidense.
- Dubai se usa como referencia para la producción del crudo de la región Asia-Pacífico.
- Tapis (de Malasia), usado como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente.
- Minas (de Indonesia), usado como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.
- Arabia Ligero de Arabia Saudita
- Bonny Ligero de Nigeria
- Fateh de Dubai
- Istmo de México (no-OPEP)
- Minas de Indonesia
- Saharan Blend de Argelia
- Tía Juana Ligero de Venezuela

1.5.2. Clasificación del petróleo según su gravedad API

Relacionándolo con su gravedad API el American Petroleum Institute clasifica el petróleo en "liviano", "mediano", "pesado" y "extrapesado".

- Crudo liviano o ligero: tiene gravedades API mayores a 31,1 °API
- Crudo medio o mediano: tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- Crudo pesado: tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- Crudo extrapesado: gravedades API menores a 10 °API.

1.5.3. Según el hidrocarburo predominante.

Atendiendo al tipo de hidrocarburo predominante, se distinguen tres tipos de petróleo:

- De base parafínica: con un mínimo de 75% de cadenas parafínicas.
- De base nafténica: con un mínimo de 75% de naftenos.
- De base aromática: con un mínimo de 50% de aromáticos
- Cinco tipos de base mixta: aromático-ASFÁLTICOS, parafina-nafténica...

El conocimiento de la base constitutiva del petróleo es importante para el refinador, como se verá luego, el tratamiento que conviene aplicar a un petróleo depende de su constitución. Salvo para la fracción de gas, que es fundamentalmente parafínica en todos los casos, la estructura de los componentes de cada fracción de un determinado petróleo no varía mucho cualquiera que sea la volatilidad que se analice.

Los análisis de las fracciones se hacen en las refinerías con los analizadores de flujo continuo, que permiten la separación cromatográfica de los distintos hidrocarburos y el análisis de los productos de forma continuada. Los detectores utilizados pueden llevar acoplados espectrofotómetros de absorción o espectrofotómetros de masas para una mejor identificación de las fracciones salientes.

1.5.4. Según la Caracterización del petróleo.

Los productos con FK alto (superiores a 12) son parafínicos. Los aromáticos dan el mínimo (de 9 a 11). En cuanto al IC<15, parafínico;15-50, nafténico; >50, aromático.

1.6. Derivados.

Un derivado del petróleo es un producto procesado en refinerías usando como materia prima el petróleo. Según la composición del crudo y la demanda, las refinerías pueden producir distintos productos derivados del petróleo.

1.6.1. Combustibles.

Son cualquier material capaz de liberar energía cuando se quema, y luego cambiar o transformar su estructura química. Supone la liberación de una energía de su forma potencial a una forma utilizable, por ser una reacción como energía química.

1.6.1.1. Gasolina.

La gasolina es una mezcla de hidrocarburos derivada del petróleo que se utiliza como combustible en motores de combustión interna con encendido a chispa.

1.6.1.2. Queroseno.

El queroseno, es un líquido transparente (o con ligera coloración amarillenta) obtenido por destilación del petróleo. Se utiliza como combustible en los motores a reacción y de turbina de gas o bien se añade al gasóleo de automoción en las refinerías. Se utiliza también como disolvente y para calefacción doméstica.

1.6.1.3. Diesel.

El gasóleo, también denominado gasoil o diésel, es un líquido de color blancuzco o verdoso, compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en motores diésel y en calefacción.

1.6.1.4. Gas Natural.

El gas natural es una fuente de energía no renovable formada por una mezcla de gases que se encuentra frecuentemente en yacimientos de petróleo. El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros.

1.6.1.5. Gas licuado del petróleo.

El gas licuado del petróleo (GLP) es la mezcla de gases condensables presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de condensar. Se usa principalmente para la obtención de olefinas y como combustible.

1.6.2. Productos industriales.

Un producto industrial es cualquier producto que es el resultado de una serie de transformaciones o procesos de una materia prima.

1.6.2.1. Gasolina Blanca.

Es una mezcla de hidrocarburos que se utiliza como combustible en motores de combustión interna con encendido a chispa.

1.6.2.2. Aguarrás Mineral.

Es el producto constituido por derivados del petróleo, utilizado como sucedáneo de la esencia de trementina, en la preparación de pinturas, barnices y afines.

1.6.2.3. Xileno Industrial.

El Xileno, Xilol o dimetilbenceno, $C_6H_4(CH_3)_2$ es aquel el cual se obtiene a partir del Benceno. Se trata de líquidos incoloros e inflamables con un característico olor parecido al tolueno. Los xilenos son buenos disolventes e importantes productos de partida en la obtención de los ácidos ftálicos que se sintetizan por oxidación catalítica.

1.6.2.4. Fuel oil.

El fuel oil es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. El fuel oil se usa como combustible para plantas de energía eléctrica, calderas y hornos.

1.6.2.5. Asfalto.

El asfalto es un material viscoso, pegajoso y de color negro, usado como aglomerante en mezclas asfálticas para la construcción de carreteras, autovías o autopistas.

1.6.2.6. Nafta.

La nafta (del árabe, *nafta*), también conocido como éter de petróleo, es un derivado del petróleo extraído por destilación directa, utilizado principalmente como materia prima de la industria petroquímica ("nafta petroquímica" o "nafta no energética"), en la producción de alquenos, como etileno y propileno, así como de otras fracciones líquidas como benceno, tolueno y xileno. En la industria química se usa como disolvente.

1.6.3. Productos petroquímicos.

Son los productos químicos obtenidos a partir de materias primas como el petróleo o gas natural, es decir, en la industria petroquímica.

1.6.3.1. Etileno.

El etileno o eteno es un compuesto químico orgánico formado por dos átomos de carbono enlazados mediante un doble enlace. La mayor parte del etileno se utiliza para la formación de polímeros.

Se usa para la fabricación de alcohol etílico, polietileno (PE), PVC y ácido acético.

1.6.3.2. Metanol.

El compuesto químico metanol, también conocido como alcohol metílico o alcohol de madera, es el alcohol más sencillo. Se emplea como anticongelante, disolvente, y combustible. Su fórmula química es CH_3OH .

1.6.3.3. Tolueno.

El tolueno o metilbenceno, ($C_6H_5CH_3$) es la materia prima a partir de la cual se obtienen derivados del benceno, el ácido benzoico, el fenol, la caprolactama, la sacarina, el TDI (diisocianato de tolueno) materia prima para la elaboración de poliuretano, medicamentos, colorantes, perfumes, explosivos TNT y detergentes.

2. HISTORIA DEL PETRÓLEO.

2.1 Formación del petróleo.

Existen varias teorías sobre la formación del petróleo, unas de origen inorgánico y otras de origen orgánico

2.1.1. Teoría inorgánica de Mendeleieve.

Aunque la teoría recibe el nombre de Mendeleieve, se atribuye a los trabajos de Berthelot (1866), Mendeleieve (1897), Moissan (1902), la formación de los aceites minerales se deberían a la descomposición de carburos metálicos por la acción del agua. Las aguas de infiltración, en contacto con los carburos metálicos contenidos en las profundidades del suelo, darían hidrocarburos acetilénicos de cadena corta, que se transformarían en hidrocarburos saturados, cada vez más complejos, polimerización y condensación.

Algunos geólogos, gracias a la teoría de Mendelieve, han pensado vincular la formación de aceites minerales a fenómenos volcánicos: en efecto, los restos de terrenos eruptivos a menudo contienen hidrocarburos, y el azufre, producto volcánico por excelencia, constituye casi constantemente las tierras petrolíferas. Se comprueba también, en el curso de las erupciones, un desarrollo de hidrocarburos gaseosos que podrían polimerizarse en el curso de los fenómenos posvolcánicos. Pero esta hipótesis no encara la posibilidad de descomposición de los petróleos a la temperatura de las bocas de erosión, y aunque se ha verificado en algunos yacimientos (Caúcaso, Rumanía, Galitzia), no ha sucedido lo mismo en las regiones petrolíferas del Canadá, Texas y Rusia del Norte.

Así, gracias a las bases de la teoría inorgánica, se creó una hipótesis, emitida por Sabatier y Senderens, hace intervenir una reacción catalítica

con fijación de hidrógeno, en presencia de metales como el níquel, en estado muy dividido.

En la figura 2.1. se muestra las reacciones producidas en la formación del petróleo según la teoría inorgánica.

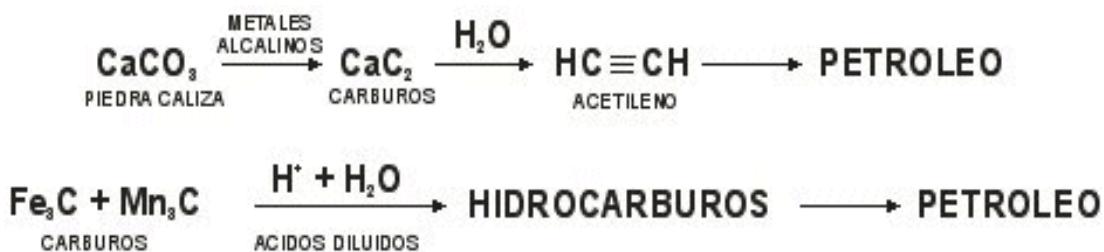


Figura 2.1. Origen inorgánico del petróleo, teoría de Mendeleive.

2.1.2. Teoría orgánica de Engler.

Las teorías originales, en las que se atribuyó al petróleo un origen inorgánico (Berthelott y Mendelieve) han quedado descartadas, ya que se descubrió que el petróleo tenía componentes que indicaba que su origen era orgánico, por ello uno de los supuestos acerca del origen del Petróleo lo constituye la Teoría de Engler (1911), que es una de las más aceptadas actualmente. Esta teoría supone que la formación del petróleo se ha producido en 3 etapas:

➤ 1^a etapa:

Depósitos de organismos de origen vegetal y animal se acumulan en el fondo de mares internos (lagunas marinas). Las bacterias actúan, descomponiendo los constituyentes carbohidratos en gases y materias solubles en agua, y de esta manera son desalojados del depósito.

Permanecen los constituyentes de tipo ceras, grasas y otras materias estables, solubles en aceite.

➤ 2^a etapa :

A condiciones de alta presión y temperatura, se desprende CO₂ de los compuestos con grupos carboxílicos, y H₂O de los ácidos hidroxílicos y de los alcoholes, dejando un residuo bituminoso. La continuación de exposiciones a calor y presión provoca un craqueo ligero con formación de olefinas (protopetróleo).

➤ 3^a etapa:

Los compuestos no saturados, en presencia de catalizadores naturales, se polimerizan y ciclizan para dar origen a hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico. Los aromáticos se forman, presumiblemente, por reacciones de condensación acompañando al craqueo y ciclización, o durante la descomposición de las proteínas.

2.1.3. Teoría inorgánica de Thomas Gold.

Una versión interesante del origen del petróleo es la que publicó Thomas Gold en 1986. Este científico europeo dice que el gas natural (el metano) que suele encontrarse en grandes cantidades en los yacimientos petroleros, se pudo haber generado a partir de los meteoritos que cayeron durante la formación de la Tierra hace millones de años.

Los argumentos que presenta están basados en el hecho de que se han encontrado en varios meteoritos más de 40 productos químicos semejantes al keroseno, que se supone es el precursor del petróleo.

➤ Thomas Gold sostiene en *The deep hot biosphere* (la profunda y caliente biosfera) (1992), que el petróleo tiene un origen inorgánico, que el resto de la formación del sistema solar, que

quedó atrapado en las profundidades de la Tierra como metano y que parte de este metano escapa hasta donde se encuentra en los yacimientos actuales, de ser así, todo el petróleo actual sería sólo "los escapes" de grandes depósitos metano en la profundidad".

Actualmente existen algunas evidencias que apoyan esta teoría:

- Hay petróleo descubierto a una profundidad de 9 kms, mucho mas hondo que los 5,5 kms que es el límite a partir del cual no se encuentra más materia orgánica.
- Ciertos pozos ya vaciados han vuelto a llenarse.
- La cantidad de petróleo sacado hasta ahora debido al material orgánico no coincide con los modelos.
- Experimentos que demuestran que los hidrocarburos podrían formarse en el interior de la Tierra por procesos inorgánicos.

Y como los últimos descubrimientos de la NASA han probado que las atmósferas de los otros planetas tienen un alto contenido de metano, no es de extrañar que esta teoría esté ganando cada día más adeptos.

2.1.4. Teoría Convencionalmente aceptada (orgánica).

La composición química del petróleo (con 95 a 99 por ciento de carbono o hidrógeno) no implica forzosamente un origen orgánico. No obstante, generalmente se le considera así por dos razones:

- El petróleo tiene ciertas propiedades ópticas.
- El petróleo contiene nitrógeno y ciertos compuestos (porfirinas) que únicamente pueden proceder de materiales orgánicos.

Por otra parte, el petróleo casi siempre se encuentra en rocas sedimentarias marinas. En efecto, el muestreo realizado en el fondo de los

algunos mares sobre las plataformas continentales ha revelado que los sedimentados de grano fino que están acumulándose hoy día contienen hasta 7% de materia orgánica que es potencialmente apta desde el punto de vista químico para transformarse en petróleo. En este hecho vemos una aplicación más del principio de uniformidad.

Aunque las etapas de formación del petróleo apenas si se conocen, la teoría que se expone a continuación está ampliamente difundida y apoyada por muchos geólogos.

La materia original consiste en organismos marinos simples, principalmente plantas que viven en abundancia en la superficie y cerca de la misma. Ciertamente no falta tal material: la observación y las medidas practicadas indican que el mar producen cuando menos 400 kilogramos de materia proteica por hectárea cada año y en las aguas más productivas cerca de la orilla crecen hasta 2.5 toneladas por hectárea al año.

La materia orgánica se acumula en el fondo, sobre todo en cuencas donde el agua está estancada y es pobre en oxígeno y en consecuencia los animales necrófagos no devoran la sustancia orgánica ni esta se destruye por oxidación. En cambio sufre el ataque y la descomposición por bacterias, que separan y eliminan el oxígeno, nitrógeno y otros elementos, dejando el carbono y el hidrógeno residuales. Los sedimentos ricos en materia orgánica actualmente en proceso de acumulación, están llenos de bacterias.

Al sepultarse profundamente bajo sedimentos más finos que se depositan posteriormente, se destruyen las bacterias y se aportan presión, calor y tiempo para que puedan verificarse los cambios químicos posteriores que convierten las sustancias orgánicas en gotitas de petróleo líquido y en minúsculas burbujas de gas.

La compactación gradual de los sedimentos que las contienen a consecuencia de su peso cada vez mayor, reduce el espacio entre las

partículas de roca y expulsa el petróleo y gas hacia las capas cercanas de arena o arenisca, donde los poros son más grandes.

Ayudados por su menor peso específico que les permite flotar y quizá por la circulación de las aguas subterráneas, el aceite y el gas generalmente se mueven hacia arriba a través de la arena hasta que alcanza la superficie se disipan o bien, hasta que se detienen y acumulan en una trampa y forman un yacimiento.

2.2. Descubrimiento del petróleo y primeros usos.

Las filtraciones naturales de petróleo han estado presentes antes de los días de los dinosaurios unos 200 millones de años aproximadamente. El petróleo más liviano se evapora dejando el pesado en los “pozos de alquitrán”.

Las rocas sedimentarias donde se concentra el petróleo están formadas por arena y otras partículas diminutas entre las que queda algún espacio libre por donde penetra el aire. Si la roca está sumergida, esos espacios se llenan de agua. Incluso cuando afloran a la superficie o se encuentran en tierra firme, gran parte de ellas están rodeadas de agua. (Debajo de la corteza terrestre hay ríos subterráneos y ésta es la razón de que se perforen pozos para obtener agua potable). Así pues, también en tierra firme los espacios vacíos de las rocas sedimentarias pueden estar llenos de agua.

El petróleo se introduce igualmente entre esos resquicios y, como es más ligero que el agua, flota en su superficie. Por su parte, el agua empuja al petróleo hacia arriba y si no encuentra ningún obstáculo que lo detenga, rezuma.

Cuando esto sucede, los gases que integran la mezcla de hidrocarburos sustancia de color negro blanda y pegajosa.

Las primeras referencias que tienen del petróleo en la antigüedad es la presencia de emanaciones de gases espontáneamente inflamadas desde el suelo. En otras oportunidades, el petróleo se manifestaba en corrientes de agua siendo recogido y empleado en diversos usos como la cura de heridas, de enfermedades de pie y para dar masajes a los músculos reumáticos.

Las personas han usado el petróleo naturalmente filtrado desde el principio de la historia de la humanidad que se haya registrado. El petróleo también puede estar hecho de grasa animal y no siempre es claro si la mención de petróleo en los registros antiguos hace referencia al petróleo proveniente de la tierra o de los animales. En el año 100 antes de Cristo, los chinos se convirtieron en los primeros exploradores de petróleo. Buscaban en el lugar que les parecía adecuado y perforaban con taladros de bambú.

El petróleo crudo fue bombeado del subsuelo de Sicuani, China hace 2500 años, pero la historia de los pozos petroleros como se concibe ahora es mucho más actual, así se refleja en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Historia de los pozos petroleros.

Año DC	Actividad
347	Se perforan pozos en China hasta 250 m con unas brocas sujetas a unos troncos de bambú.
1264	La minería de aceite natural rezumada en la Persia medieval es presenciada por Marco Polo en sus viajes por Bakú (capital de Azerbaiyán).

Tabla 2.1 Continuación.

1500	En la cordillera de Cárpatos en Polonia, el aceite rezumado es recogido y empleado para prender las lámparas de la calle.
1594	En Bakú, Persia (ahora Azerbaiyán), los pozos petroleros son excavados a mano hasta 35 metros de profundidad
1600	Walter Raleigh descubrió un lago de asfalto en la Isla de Trinidad. En Indonesia y en las colonias de Nueva York y Pennsylvania se encontraron también charcas y filtraciones de esta sustancia. Estos descubrimientos tuvieron gran importancia, pues los exploradores aplicaban asfalto para calafatear las junturas de sus embarcaciones, previniendo así posibles filtraciones e inundaciones
1735	En Alsace, Francia, arenas petrolíferas son excavadas y el petróleo es extraído en el campo Pechelbronn
1815	En Estados Unidos se produce petróleo como un producto indeseable preveniente de los pozos salados de Pensilvania.
1848	El primer pozo petrolero moderno es perforado por un ingeniero ruso llamado F.N. Semyenov en la península de Asferón al noreste de Bakú, Asia.
1854	Los primeros pozos petroleros perforados en Europa fueron de 30 a 50 metros de profundidad en Bóbrka, Polonia por Ignacy Lukasiewicz.

La moderna historia del petróleo empieza en torno a 1860. El año anterior, un grupo empresarial encargó a Sebastian Silliman, un prominente científico, que estudiara las propiedades del “aceite de columna”, unas emanaciones artificiales que se daban en ciertos lugares, utilizadas como medicamento frente a todo tipo de males, y del que se sabía que era inflamable. Por aquel entonces, se recogía empapando toallas en los restos que emanaban y escurriéndolas a continuación. Y era vendido por charlatanes que ponderaban sus virtudes curativas. La idea partió de George Bisell, al que hay que atribuirle el mérito de haber hecho nacer una industria con una importancia sin precedentes. Otros nombres fundamentales de este inicio son el de James Townsed, banquero y principal inversor, y Edwin L. Drake, quien, tras el informe favorable de Foward acerca de las propiedades del petróleo, fue enviado para perforar la tierra con la esperanza de encontrarlo en mayor cantidad bajo la superficie. El interés procedía de su condición de inflamable. Mili Bisell creyó que podría ser sustituto del aceite de carbón y del de ballena, que se utilizaban por aquel entonces para iluminar, y para lo que existía un gran mercado en expansión con el desarrollo de las ciudades. El estudio preliminar demostró que las propiedades del “aceite de piedra” eran excelentes para tal fin, y por ello se constituyó la Pennsylvania Rock Oil Company, destinada a la explotación del descubrimiento. Era una compañía pequeña y con pocos fondos, que a punto estuvo de cerrar. Pero quince días antes de hacerlo, en agosto de 1859, las excavaciones dieron resultado.

Los historiadores petroleros de los Estados Unidos dan el crédito al coronel Edwin L. Drake por el primer pozo petrolero comercial moderno. En 1859 un revisor de ferrocarril del Estado de Nueva Cork, Edwin Laurentine Drake, tuvo la idea de buscar algún tipo de combustible líquido, para evitarse los tratamientos a los que debía someterse todos materiales sólidos y así a la vez reducir los costes que conllevaban dichos tratamientos. Drake tenía incluso una idea aproximada de cuál podría ser ese líquido, pues no en vano había invertido sus ahorros en Pennsylvania Rock Oil Company, una empresa que se dedicaba a extraer petróleo de

unos yacimientos superficiales próximos a la localidad de Titusville (Pennsylvania). Esta población se encuentra en el noroeste de dicho Estado, a unos 145 Km. al norte de Pittsburgh. La compañía utilizaba el petróleo para elaborar medicamentos y con lo que extraía de los yacimientos tenía suficiente para alimentar todas las lámparas del mundo, sin embargo, se precisaban cantidades mucho mayores. Todo parecía indicar que debajo de la corteza terrestre existían depósitos muy importantes. Se solían excavar pozos para obtener agua potable. Si se ahondaba aún más, en lugar de agua dulce se extraía agua muy salada que, entre otros usos, se utilizaba a modo de “salmuera” para conservar los alimentos. En ocasiones, esta agua salada salía mezclada con petróleo. Hay relatos donde se narra que esto sucedía ya en China y Birmania hace 2.000 años. Cuando de un pozo de salmuera salían gases de este tipo, los antiguos chinos les prendían fuego. El agua se evaporaba por el calor y obtenían así sal sólida. Drake conocía todos estos datos y estudió detenidamente los métodos de perforación que se utilizaban para extraer salmuera. Uno de ellos consistía en sujetar un gigantesco cincel del extremo de un cable y, mediante un movimiento de vaivén, golpear la roca hasta quebrarla. Cada cierto tiempo se retiraban los fragmentos y se continuaba ahondando. Con este sistema, Drake excavó un pozo de 21 m en Titusville, del que el 28 de agosto de 1859 manó, por fin, petróleo.

De este modo se comprobó que el preciado líquido negro podía bombearse a la superficie desde las entrañas de la tierra, lo que unido a las filtraciones satisaría cualquier demanda, por muy grande que fuera. Así pues, Drake perforó el primer “pozo de petróleo”. Tras este éxito inicial, cientos de personas se trasladaron a la zona y comenzaron a excavar pozos. La región nordoccidental de Pennsylvania se convirtió en el primer campo petrolífero del mundo y en sus alrededores surgieron numerosos pueblos y ciudades. La fiebre del oro negro se extendió a otros lugares del mundo, pues enseguida se comprobó que podía existir petróleo incluso en zonas donde no había filtraciones que revelaran su presencia. El petróleo, que se concentra bajo tierra, a grandes profundidades, impregna poco a

poco los poros de las rocas sedimentarias, pero no siempre alcanza la superficie. En ocasiones choca con una capa de rocas impermeables que le impiden el ascenso y queda atrapado bajo ella en una especie de bolsa. Para sacarlo a la superficie es, por tanto, necesario perforar las rocas impermeables. A menudo, el petróleo está sometido además a una presión muy fuerte ejercida por el agua que tiene debajo. Cuando el taladro perfora la roca sólida, el petróleo sale como un surtidor. La única forma de saber si debajo de una capa impermeable existen rocas impregnadas de petróleo es perforando el pozo, si no existe petróleo se dice que está seco y si existe las perforaciones se extienden a las zonas próximas.

Existen otros lugares que reclaman ser el primer pozo petrolero, incluyendo el pozo perforado en 1858 en Wietze Alemania, esta zona, es apodada “la pequeña Texas”.

El primer yacimiento marino estaba en los pantanos de Luisiana en Estados Unidos durante los años 50. La primera perforación en mar abierto se hizo en 1955 para Shell Oil en el Golfo de México justo al sur de Nueva Orleans.

La primera prospección con éxito en España, no tuvo lugar hasta 1964, en que apareció el buscado petróleo en Ayoluengo (Burgos), pero en cantidades reducidas y de calidad tan baja, que no es apto para refino y se destina directamente a la formulación del fuelóleo. Al principio de la década de los 70 se encontró petróleo en la plataforma continental española enfrente de las costas de Tarragona y Castellón.

2.2.1. Evolución de los usos del petróleo.

Hace 6000 años fueron los egipcios los primeros en darle uso medicinal, ocupándolo también en embalsamamientos y como aceite para las ruedas de sus carruajes.

En Babilonia fue utilizado como combustible y para unir mosaicos y piedras en sus construcciones.

La existencia del asfalto en el Mar Muerto es mencionada por primera vez por la Biblia en sus escritos, para impermeabilizar el arca de Noé y la cesta de Moisés en el año 1487 AC. Los indios americanos también emplearon el asfalto para impermeabilizar las canoas y hacer máscaras de guerra y medicinas

Los primitivos habitantes de Oriente Medio en el año 1400 AC, aprendieron enseguida a aprovechar sus ventajas, especialmente su impermeabilidad y pegajosidad. Los objetos de madera, al recubrirlos con asfalto, se volvían impermeables; es decir, el agua no penetraba en ellos.

El asfalto se convirtió así en un producto fundamental para construir barcos. En aquella época las embarcaciones eran de madera y las junturas de las planchas y tablas se llenaban con brea, que en realidad es una mezcla de varias sustancias, para impedir que entrara agua.

Otra práctica frecuente era construir, a orillas de los ríos, una especie de dique que evitaba que las aguas se desbordaran en la época de las lluvias, previniendo así las inundaciones de los campos próximos. Los diques se construían de arena y, lógicamente, el agua acababa por empaparlas tarde o temprano, arruinando las cosechas. Para reforzarlos, la arena se mezclaba con asfalto, lo que la hacía no sólo más maleable sino que además la impermeabilizaba. Asimismo se usaba como cemento para unir ladrillos, sujetar hojas de metal a sus correspondientes mangos, pegar azulejos, etc.

En ocasiones, el asfalto se empleaba también como medicina sobre todo en la Edad Media. Por ejemplo, se aplicaba sobre las heridas como cicatrizante y, si no las curaba por completo, al menos mantenía alejados a los mosquitos y demás insectos.

Éstas y otras aplicaciones fueron transmitiéndose de generación en generación hasta la Edad Moderna. Cuando los navegantes europeos comenzaron a explorar el mundo en los siglos XV y XVI encontraron asfalto en diversos lugares, como en Cuba, en el Este de Méjico y en la costa occidental de Sudamérica.

De igual modo, el historiador Plinio, en el siglo XIX, mencionó el manantial de Agrigento, que suministraba el aceite mineral de Sicilia para lámparas y Marco Polo, en la narración de sus viajes, describió el empleo del petróleo para el alumbrado, que era transportado en camellos hasta Bagdad

En el siglo XIX se logran obtener aceites fluidos que empezaran pronto a usarse para el alumbrado. En 1846 el canadiense A. Gesner obtuvo queroseno, lo que incrementó la importancia del petróleo aplicado al alumbrado. La Figura 2.2. refleja la antigua lámpara de petróleo.



Figura 2.2. Lámpara de petróleo.

Hacia 1850 se extendió definitivamente en Europa y América el uso del queroseno (llamado también «aceite de parafina») para el alumbrado.

El gran cambio histórico se produjo cuando aparecieron los motores de explosión (Daimier, 1887) y de combustión (Diesel, 1897), que

permitieron el desarrollo espectacular de nuevos sistemas de transporte por tierra y aire, y la sustitución de los combustibles tradicionales por derivados del petróleo tanto en el transporte marítimo, como en el terrestre (ferrocarril) y en la industria. Acababa de nacer una de las industrias más importantes del siglo XX: la de la automoción.

La aparición de los motores de combustión interna abrió nuevas e importantes perspectivas en la utilización del petróleo, sobre todo en uno de los productos derivados, la gasolina, que hasta entonces había sido desecharla por completo al no encontrarle ninguna aplicación práctica.

2.3. Usos actuales.

La figura 2.3. representa como esta distribuido el uso del petróleo a nivel mundial, cabe destacar que la mitad de la producción mundial de petróleo se utiliza para Química básica(combustibles para calefacción automóviles, aviones, tratamiento de papel y cartones...) y el otro uso mayoritario es para materias primas plásticas y caucho sintético utilizadas para aislamiento de material, fabricación de aceros y electrodos, aislamiento material eléctrico, cable comunicación y fibra óptica.

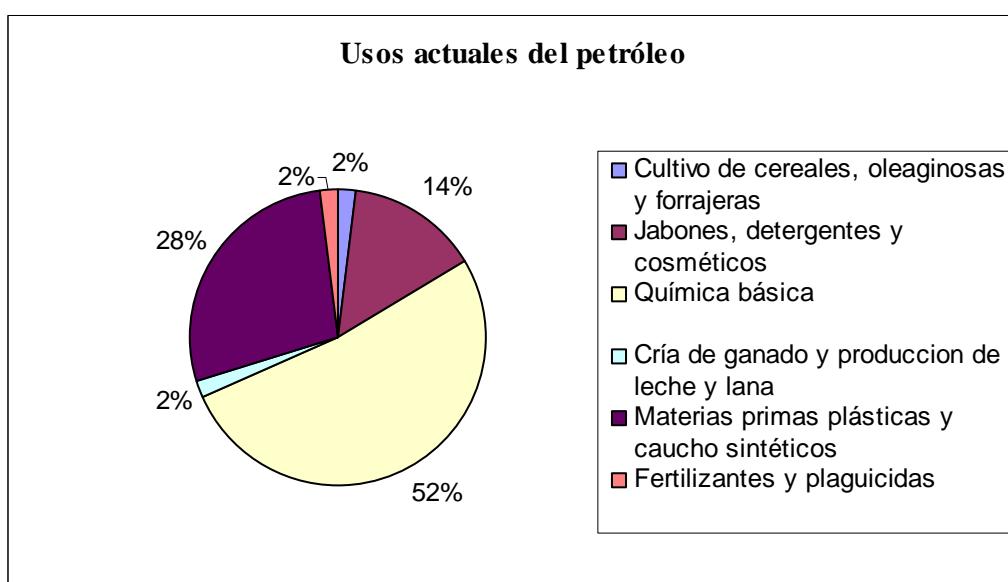


Figura 2.3. Usos actuales del petróleo (Fuente: AIE,2008)

2.4 Producción y consumo actual.

En la figura 2.4. se muestra de manera general como está distribuida la producción mundial de petróleo, mientras que en la figura 2.5. se refleja el consumo mundial, ambas en el 2009.

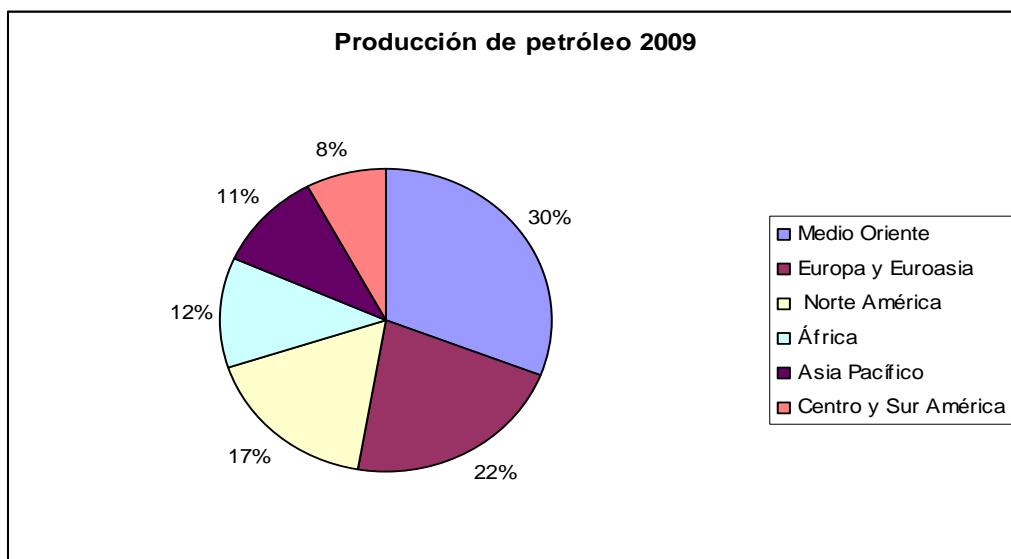


Figura 2.4. Producción mundial de petróleo (Fuente AIE, 2009).

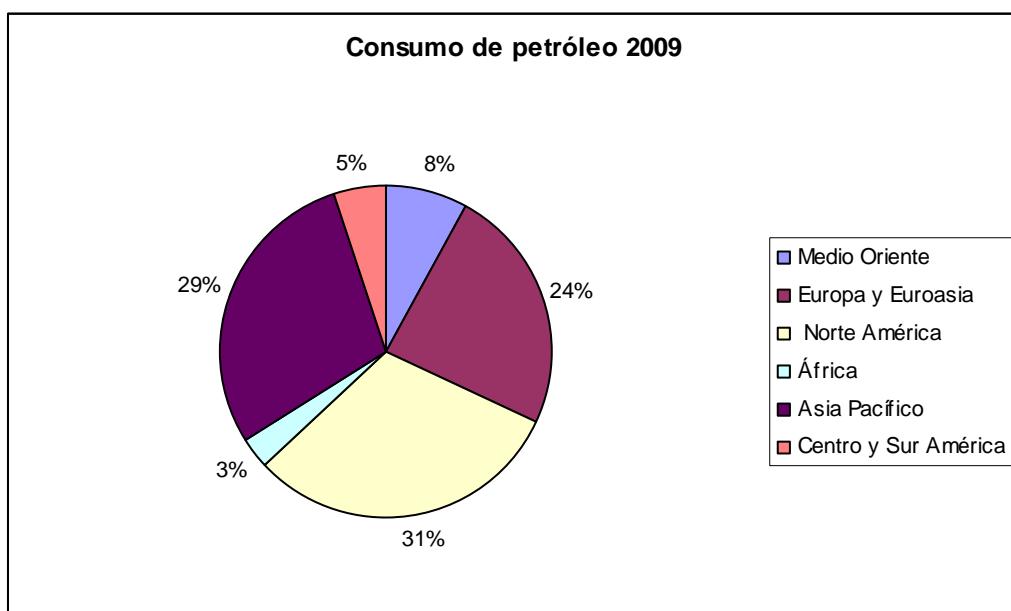


Figura 2.5. Consumo mundial de petróleo (fuente AIE, 2009).

De la figura 2.4 y 2.5 se extraen las siguientes conclusiones Medio Oriente y África son los principales exportadores ya que su consumo es bastante inferior a su producción, por lo tanto los excedentes son vendidos a otras zonas como Asia y Norte América que ocurre lo contrario. Europa tiene un consumo y producción igualadas.

En la figura 2.6 se representa la producción de petróleo por regiones, cabe destacar que en Medio Oriente es donde mayor producción existe. España tiene una producción de 29350 barriles al día frente a Arabia Saudí que produce 11000000 barriles al día (Según CIA World factbook, 2009)

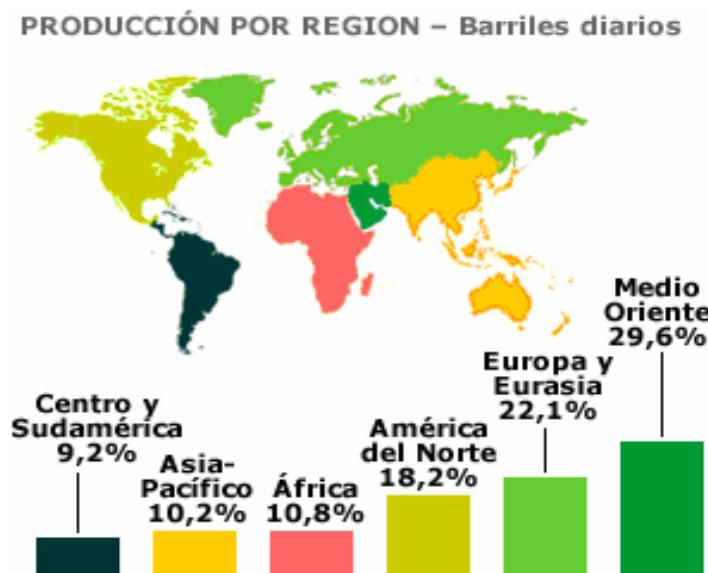


Figura 2.6. Producción de petróleo por región en barriles diarios¹. (Fuente BP, 2004).

La figura 2.7. refleja el consumo de petróleo por regiones, se observa que América del norte es el mayor consumidor.

¹ Un barril equivale a 159 Litros.

CONSUMO POR REGIÓN

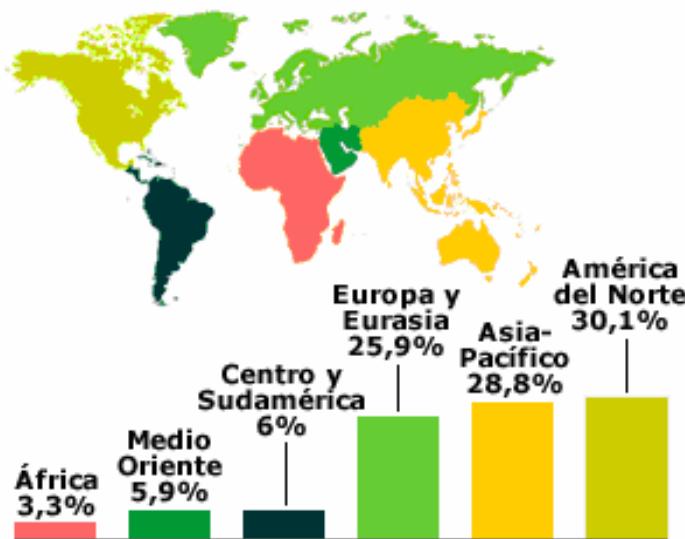


Figura 2.7. Producción de petróleo por región en barriles diarios. (Fuente BP, 2004).

En cuanto al consumo, cabe destacar que España consume 1600000 barriles (según Cia World Factbook) frente a los 20800000 barriles que consume Estados Unidos. Por lo tanto el consumo de España es mayor que su producción, lo que explica el hecho de que necesite gran cantidad de barriles importados y por ello, se sitúa en el lugar décimo en el ranking de importadores, al contrario que en el caso de la exportación que ocupa el lugar 54, ya que debido a su alto consumo, no es capaz de exportar a otros países.

A pesar de las ganancias de eficiencia registradas en los últimos treinta años, la población mundial depende del petróleo para cubrir más de un tercio de sus necesidades energéticas, una dependencia que resulta aún mayor en las economías más avanzadas y que encuentra su máximo exponente en el sector del transporte, donde el petróleo representa el 95% del consumo energético total.

La disponibilidad de petróleo abundante a un coste razonable es, por tanto, un requisito indispensable para el buen funcionamiento de la economía y el comercio mundial. Sin embargo, mientras que el consumo

de petróleo ha aumentado más de un 43% en los últimos treinta años, el volumen de descubrimientos de petróleo convencional ha disminuido más de un 50%. Frente a un ratio de reposición de 2:1 a finales de los años setenta (dos barriles de petróleo descubiertos por cada barril consumido), hoy observamos un ratio incluso inferior a 1:3 (tres barriles de petróleo consumidos por cada barril descubierto).

Por ello, aunque el petróleo es un recurso abundante, su naturaleza finita, unida a los límites marcados por las posibilidades de extracción (actualmente sólo es posible extraer el 35% del total del petróleo descubierto en el subsuelo) y al fuerte crecimiento de la demanda mundial, sugieren que, en ausencia de mejoras tecnológicas significativas y/o una reducción muy considerable del consumo, la producción mundial de petróleo podría alcanzar un máximo global en las dos próximas décadas.

2.4.1. Evolución temporal del consumo y la producción de petróleo.

En la figura 2.8. se muestra cómo ha evolucionado la producción mundial del petróleo en miles de toneladas con el paso del tiempo. Desde que se descubrió siempre ha ido creciendo las miles de toneladas de crudo, ya que con el paso del tiempo se iban descubriendo nuevos yacimientos, excepto por la crisis de 1973 y 1979 como se explica en el apartado 2.5.1 y 2.5.2.

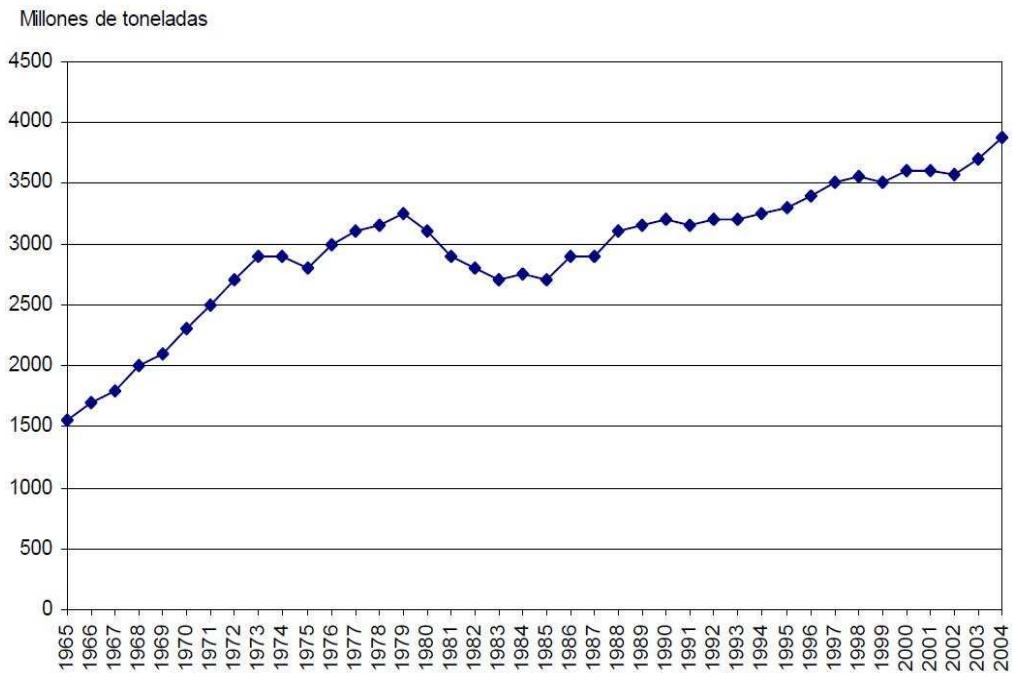


Figura 2.8. Producción mundial de petróleo a lo largo del tiempo. (Fuente: Repsol YPF, 2007)

En la figura 2.9. se refleja la evolución del consumo del petróleo con el paso de los años. Se observa como Norteamérica siempre han sido los mayores consumidores, aunque con la crisis de 1979 el consumo disminuyó. En Europa, más o menos sigue la misma trayectoria, pero con unos 200 millones de toneladas menos que el anterior. La diferencia del consumo mundial entre países se observa sobre todo en Asia, ya que al principio era una de las que menos consumía pero experimentó a partir del año 1985 un crecimiento con que el consiguió igualar a los grandes consumidores de petróleo. En la antigua Unión Soviética el consumo es menor y va decreciendo, debido a que después de la Segunda Guerra mundial fue imposible un desarrollo económico como el del resto de los países.

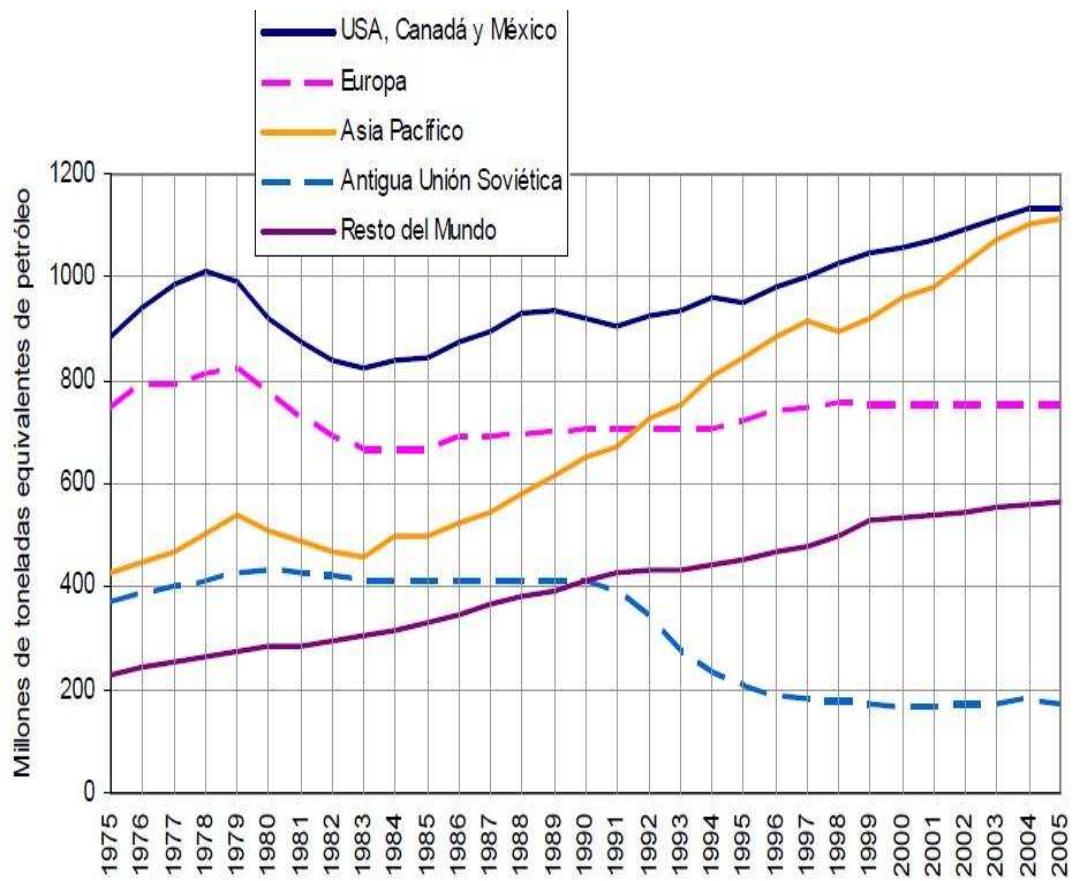


Figura 2.9. Consumo mundial de petróleo en millones de toneladas equivalentes al año a lo largo del tiempo. (Fuente: Repsol YPF, 2007).

2.4.1.1. Evolución en España.

La figura 2.10. refleja la evolución de la producción de petróleo a lo largo del tiempo en España, a partir de la década de los años 70 empieza su aceleración de la demanda, tendencia solamente interrumpida temporalmente a raíz de las crisis energéticas de 1973 y 1979, para retomar de nuevo su crecimiento en 1985, situación en la que se encuentra actualmente.

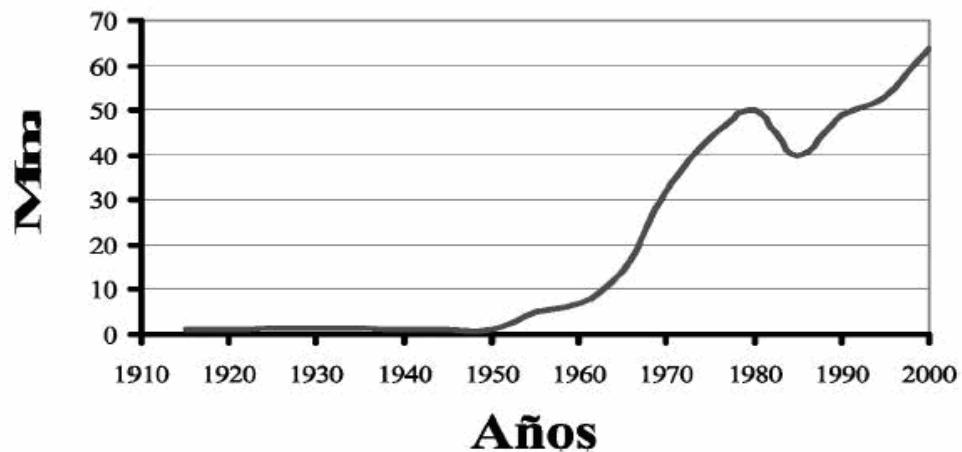


Figura 2.10. Producción de petróleo en millones de barriles en España a lo largo del tiempo. (Fuente: Cores, 2001).

En la figura 2.11. se muestra la evolución temporal del consumo Español de petróleo, se observa una aceleración en su consumo después de la recuperación de las crisis de 1973 y 1979. A partir de 1985, debido a la reconversión industrial que conlleva una menor demanda de energía, y por otro lado un aumento de otras fuentes de energía como la nuclear y el gas natural y así como un fuerte incremento del precio del petróleo hace que cada vez se utilice más energías alternativas y por lo tanto diminuya el consumo de petróleo.

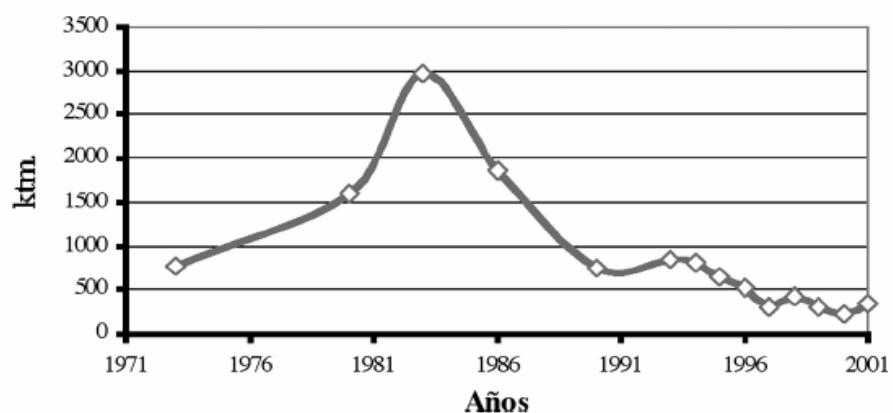


Figura 2.11. Consumo de petróleo en España a lo largo del tiempo. (Fuente: Cores, 2001).

2.4.2. Reservas actuales.

De todos los recursos de petróleo identificados en el subsuelo a nivel mundial, las técnicas actuales permiten recuperar en torno a un tercio. Dicho volumen de recursos potencialmente recuperables, conocido con el nombre de reservas, no es más que la suma de la producción futura esperada y, por ello, su magnitud exacta no se puede conocer hasta que el yacimiento ha sido clausurado.

En ausencia de reevaluaciones de la cantidad inicialmente estimada de reservas, el volumen de reservas restantes de un yacimiento en cada momento del tiempo es igual a dicho volumen inicial estimado menos la producción acumulada hasta ese momento.

Las distintas cifras publicadas según la AIE sitúan el valor de las reservas en un rango de 1100 a 1300 millones de barriles (Gb). Entre la estimación menor y la mayor existe una diferencia nada desdeñable de 200Gb, una cifra notable que se aproxima a las reservas estimadas de Arabia Saudita y equivale a más de seis años del actual consumo mundial de petróleo.

Se ha encontrado petróleo en todos los continentes del planeta, excepto en la Antártida. Ahora bien, la distribución mundial de los yacimientos no es uniforme, sino que se concentra en ocho grandes zonas petrolíferas, algunas de las cuales se encuentran en el mar, como se representa en la figura 2.12.

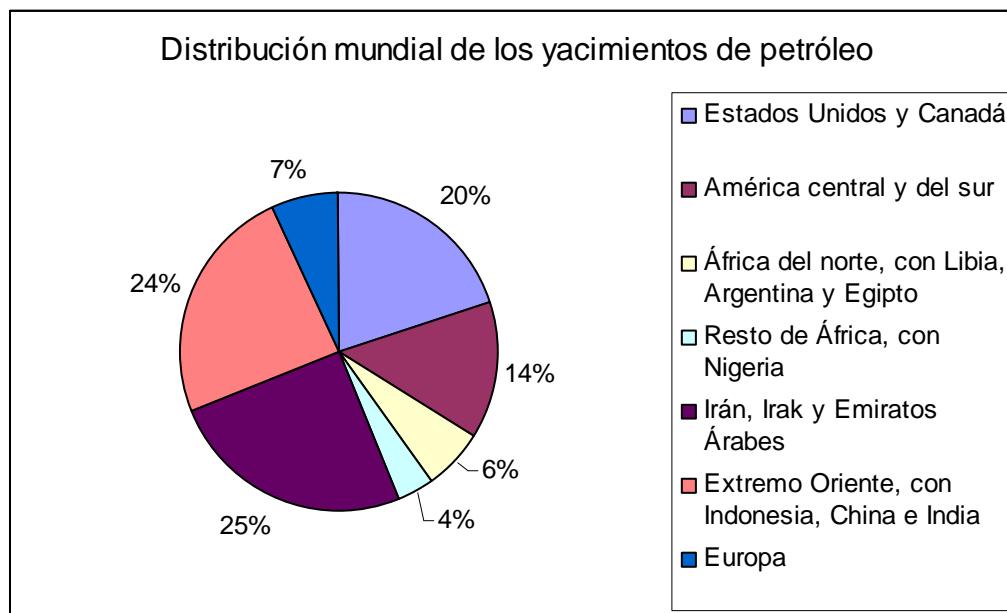


Figura 2.12. Distribución mundial de los yacimientos de petróleo. (Fuente AIE, 2008)

De la misma manera, hay inmensas zonas de origen sedimentario en las que se supone que puede haber grandes yacimientos todavía por explotar como, por ejemplo, en el Ártico, Alaska, Canadá, Groenlandia o Siberia. Se ha calculado que las reservas totales de petróleo en el planeta suman unos 150.000 millones de Tep¹ una quinta parte de las que son actualmente rentables para las técnicas modernas de extracción. De acuerdo con estos datos, si la humanidad consume petróleo al mismo ritmo que hasta ahora lo ha hecho, y no se descubrieran más yacimientos, se prevé que los recursos petrolíferos se agoten en unos 75-100 años.

Hay expertos que opinan que, por contra, hay tanto petróleo por descubrir, como todo el que se ha encontrado y consumido hasta ahora. Su argumento principal es que todavía quedan numerosas cuencas sedimentarias por explorar, en las que podría haber unos recursos potenciales de 300 Gt de hidrocarburos. Si bien con la tecnología actual, una gran parte de estos campos tendría unos costes de explotación que

¹ Tonelada equivalente de petróleo.

no los haría rentables. Se están haciendo grandes progresos en las tecnologías de prospección y explotación que mejorarían la rentabilidad de los nuevos yacimientos.

Un yacimiento de petróleo en explotación, en general, tiene una vida relativamente corta, unos 35-40 años. Los años de vida de un yacimiento se evalúan, dividiendo el volumen de reservas recuperables por la producción anual. Las reservas, a inicios de los años 90, se reparten de la manera que se representa en la figura 2.13.

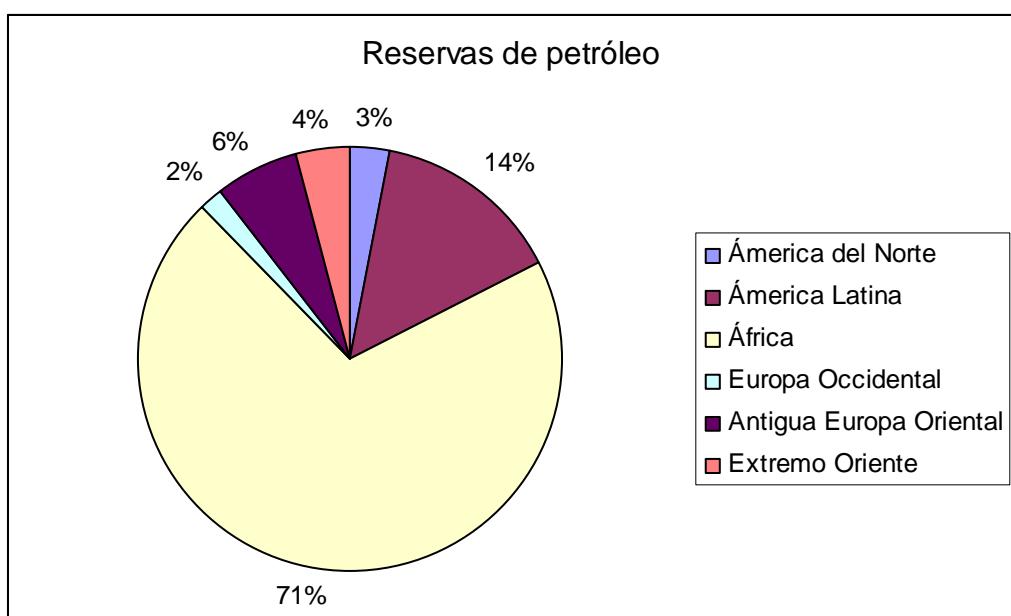


Figura 2.13. Reservas de petróleo a inicios de los años 90. (Fuente AIE, 2001)

Los esfuerzos por encontrar nuevas fuentes han dado sus frutos:

- **Canada:** En Canadá hay reservas probadas de 179.200 millones de barriles, aunque el 95% en forma de arenas bituminosas, que requieren una mayor inversión ya que hay que convertirlo en petróleo, pero tienen a su favor que no dependen de un gobierno inestable.
- **Venezuela:** En la faja petrolífera del Orinoco se ha reconocido una reserva de más de 200.000 millones de barriles de crudo extrapesado, también más costoso, pero de gran importancia a

nivel mundial, sobretodo porque los expertos apuntan a que puede haber bastante más.

- Brasil: Las reservas descubiertas y probadas en sus cuencas marinas ascienden a 12.200 millones de barriles.
- Cuba: EEUU reconoce un total de 9.000 millones bajo sus aguas, aunque estudios recientes afirman que puede haber más de 20.000 millones.
- Mar Caspio: La inestabilidad de un territorio compartido por Rusia, Irán, Azerbaiyán, Kazajistán y Turmenistán entorpece los estudios que se están llevando a cabo, pero el Departamento de energía de EEUU asegura que puede haber entre 17.000 y 50.000 millones de barriles.
- África: Es una de las grandes esperanzas para el futuro aunque de momento no hay datos oficiales.

Las reservas probadas son aquellas que la industria considera que pueden ser recuperadas en las condiciones económicas y operativas existentes. En la figura 2.14. se muestran las reservas probadas a nivel mundial, Medio Oriente sigue siendo el centro de atención en relación con el petróleo, especialmente cuando se habla de reservas. La magnitud de los yacimientos de Arabia Saudita e Irak hace que los del resto del mundo parezcan pequeños.

El Mar de Norte y Canadá aún tienen importantes reservas, pero en estas zonas es mucho más costosa la extracción.

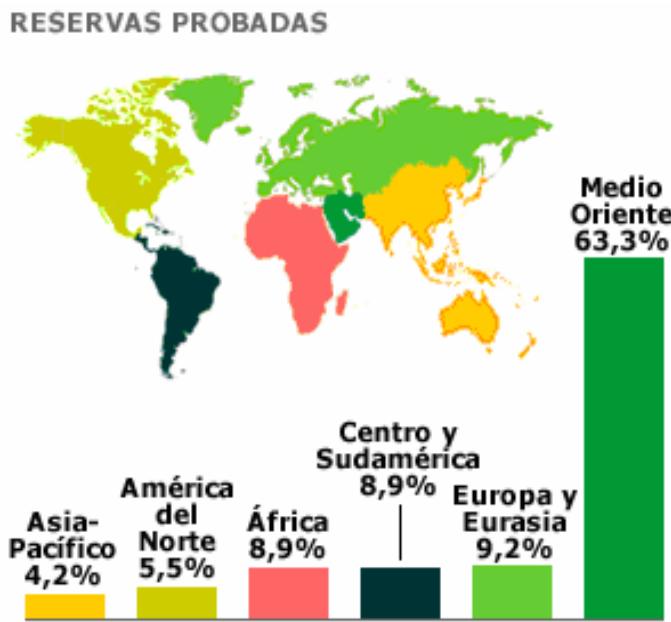


Figura 2.14. Mapa mundial de reservas probadas de petróleo. (Fuente: BP, 2004)

2.5. Historia económica.

Los primeros pozos tenían que bombearse a mano, y el primer pozo surgente (que expulsa petróleo por sí mismo) no apareció hasta 1861. En esos primeros meses, tanto la producción como los precios fluctuaron de forma brutal: de unos 450000 barriles en 1860 a 3 millones en 1862; 10\$ por barril en enero de 1861, 50 centavos en Junio y unos diez centavos a finales del año; 4 dólares a finales de 1862 y 7,25 en Septiembre de 1863. Las Regiones del Petróleo se convirtieron en una fuente de riqueza donde miles de personas marcharon en busca de fortuna, y donde la especulación alcanzó cotas insospechadas. La década de 1860 fueron unos años de locura total, en el que los pioneros hacían inmensas fortunas casi con la misma velocidad que las perdían. Todo fue caótico. No fue hasta la década de los 70 cuando empezaron a organizarse lonjas de ventas. Por aquel entonces, el petróleo ya se había convertido en una industria de mediana importancia, suministrando iluminación a más y más personas.

Definitivamente, los productores se organizaron cuando el 14 de septiembre de 1960 en Bagdad, (Iraq) se constituye la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), fundada por el Ministro de Energías venezolano Juan Pablo Pérez Alfonso, junto con un grupo de ministros árabes.

La OPEP era un grupo de trece países, incluyendo siete naciones árabes, pero también otros grandes exportadores de petróleo del mundo en desarrollo. Se formó el para protestar contra la presión de las grandes compañías petroleras, que pretendían reducir los precios recortando los pagos a los productores. Inicialmente funcionaba como una unidad de comercio informal encargada de la venta del petróleo de los países del Tercer Mundo. Limitaba sus actividades a intentar incrementar los beneficios de la venta de crudo a las compañías de Occidente y mejorar el control sobre los niveles de producción. Sin embargo, a principios de los 70 empezó a mostrar su fortaleza.

La OPEP está integrada por cinco países fundadores (Arabia Saudí, Iraq, Irán, Kuwait y Venezuela). Posteriormente, la organización se amplió con siete miembros más: Argelia, Angola, Ecuador, Nigeria, Emiratos Árabes Unidos, Libia y Qatar.

Las siete hermanas se formaron en la década de los 60, aunque su importancia aumentó en 1970. Tenían un dominio casi total de la producción, el refino y la distribución petrolera. El acuerdo entre ellas les permitió aprovechar con ventaja una demanda rápidamente creciente a nivel mundial y consecuentemente, obtener enormes ganancias. Tuvieron un control completo del circuito petrolero gracias a su enorme influencia sobre los gobiernos de los países productores. Las Siete Hermanas eran las siguientes empresas:

- Standard Oil of New Jersey (Esso), que al fusionarse con Mobil formó ExxonMobil (Estados Unidos).
- Royal Dutch Shell (Países Bajos, Reino Unido).

- Anglo-Iranian Oil Company (AIOC), luego conocida como British Petroleum (BP) (Reino Unido).
- Standard Oil of New York, luego conocida como Mobil. Hoy en día se encuentra fusionada y es parte de ExxonMobil (Estados Unidos).
- Standard Oil of California, luego conocida como Chevron. Se fusionó posteriormente con Texaco para formar ChevronTexaco. Actualmente su nombre es Chevron Corporation (Estados Unidos).
- Gulf Oil Corporation, que en 1985 fue adquirida casi totalmente por Chevron, mientras que la otra parte de las acciones quedó en poder de BP (Estados Unidos).
- Texaco, que se fusionó con Chevron en 2001. Esta fusión fue conocida durante algún tiempo como ChevronTexaco, pero en 2005 cambió su nombre nuevamente a Chevron. Texaco es ahora una marca de Chevron Corporation (Estados Unidos).

2.5.1. Crisis del petróleo de 1973.

La crisis del petróleo de 1973 comenzó a partir del 17 de octubre de 1973, a raíz de la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (que agrupaba a los países miembros árabes de la OPEP más Egipto y Siria), anunciando que no exportarían más petróleo a los países que hubiesen apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur, que enfrentaba a Israel con Siria y Egipto. Esta medida incluía a Estados Unidos y a sus aliados de Europa Occidental.

Al mismo tiempo, los miembros de la OPEP acordaron utilizar su influencia sobre el mecanismo que fijaba el precio mundial del petróleo para cuaduplicar su precio, después de que fracasaran las tentativas previas de negociar con las "Siete Hermanas".

El aumento del precio unido a la gran dependencia que tenía el mundo industrializado del petróleo de la OPEP, provocó un fuerte efecto inflacionista y una reducción de la actividad económica de los países afectados.(Europa Occidental y Estados Unidos). Estos países respondieron con una serie de medidas permanentes para frenar su dependencia exterior, retirar el apoyo exterior de Estados Unidos y mantener una postura pro israelí.

2.5.2 Crisis del petróleo de 1979

La Crisis del petróleo de 1979 (también conocida como segunda crisis del petróleo, tras la producida en 1973) se produjo bajo los efectos conjugados de la revolución iraní y de la Guerra Irán-Irak. El precio del petróleo se multiplicó por 2,7 desde mediados de 1978 hasta 1981.

2.5.3 Evolución del precio del barril.

El precio del petróleo sigue siendo una variable para el funcionamiento de la economía debido, entre otras cosas, a que este producto es el más comercializado a nivel internacional, tanto en términos de volumen como en términos de valor. La razón principal de la subida de precios del petróleo hay que buscarla en el tradicional juego de la oferta y la demanda. Al tratarse de una energía agotable cuyo consumo es más intenso en momentos de "boom" económico, la demanda presiona sobre la oferta y sube los precios. A la ley del mercado hay que añadirle la presión de los países miembros de la OPEP, que reducen o aumentan la producción de crudo según sus intereses. Y para complicar más la

comprensión del mercado de este combustible, deviene fundamental seguir de cerca la fluctuación del dólar: en esta moneda cotiza el crudo y con ella se expresa el valor del barril. El precio del barril de petróleo (el West Texas Intermediate, de referencia en EE. UU.) es el precio que se le da a un barril de petróleo, considerándose un barril como 159 litros de petróleo (42 galones).

El precio del petróleo rondaba los 25 dólares en septiembre de 2003. A mediados de agosto de 2005, el precio subió por encima de los 60 dólares por barril, estableciendo el récord absoluto el 29 de agosto de 2005, con una cotización de \$70,85. Aunque los precios son mucho mayores que hace un año, aún están lejos del máximo relativo (el precio ajustado a la inflación), que se estableció durante la crisis de 1980, llegando a superar los \$90 por barril (en dólares actuales).

En España y Europa se toma como referencia el barril de crudo Brent, si bien la diferencia de cotización respecto al WTI suele ser de uno o dos dólares menos.

Desde abril de 2006, hasta el presente, el precio del petróleo ha roto su propio récord mes a mes, llegando en Junio de 2008 el precio, tanto de los barriles WTI como Brent, superó los 140 dólares, con precios a futuro de 185 dólares.

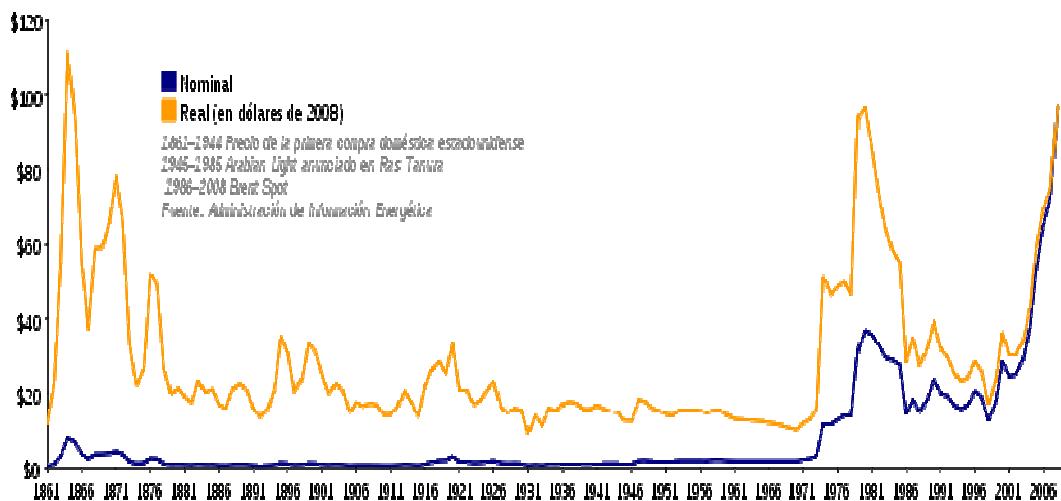
El último precio máximo se dio el 11 de Julio del 2009, y fue de 147.25 dólares el Brent, 146.90 dólares el WTI.

Desde el comienzo de la crisis (2009), el precio del barril ha empezado a bajar, debido a la disminución del consumo de los coches.

El precio del barril a principios de mayo del 2010 es 86\$.

En la figura 2.15. se refleja la evolución del precio del barril a lo largo del tiempo, donde el precio nominal es el precio absoluto y el real es el precio relacionado con un indicador como el IPC, así se puede comparar

los precios reales teniendo en cuenta la variación de los precios de ese año.



Los argumentos que se solían dar para explicar los precios eran los huracanes que han afectado al golfo de México (en especial el Katrina), donde existe la mayor concentración de refinerías de todo EEUU. Los incendios y posibles intentos de ataques terroristas contra las refinerías fueron otro argumento. Sin embargo, muchos expertos creen que estos problemas pueden empujar al alza los precios de forma coyuntural, pero no explicarían el actual crecimiento, que parece ser bastante sostenido a medio y largo plazo.

Algunos expertos piensan que la cotización es puramente especulativa, y que el repunte actual se debe a que esta especulación se está extendiendo al largo plazo. Según esta teoría, los especuladores estarían adelantándose a un fuerte crecimiento de la demanda (previsto por el fuerte crecimiento de China e India), disminuyendo la oferta, o las dos cosas. Si al final la demanda no crece tanto como se espera, los precios actuales serían una burbuja y podrían bajar. Un estudio de Morgan Stanley de julio de 2005 afirma que los precios descenderían bruscamente si se confirmara la desaceleración del crecimiento de la demanda en Asia.

Dado que las teorías anteriores no explican el alza del precio en su totalidad, ni la virtual meseta en la producción desde el año 2005, empieza a aflorar entre los economistas la Teoría del pico de Hubbert (en el apartado 2.6).

2.6 El futuro del petróleo.

La teoría más importante acerca del futuro del petróleo es la que teoría del pico de Hubbert (1956). Esta teoría predijo que en 1970 EEUU alcanzaría su valor máximo de producción de crudo, y que a partir de ese momento, se iniciararía una decadencia progresiva del sector petrolero en Estados Unidos. También predijo que se agotarían los recursos en el año 2060.

El método Hubbert se basa en análisis geológicos de las cuencas sedimentarias conocidas y evalúa el nivel máximo de crudo convencional con mayor probabilidad de encontrarlo en dichas zonas con las tecnologías conocidas y condiciones económicas aceptables.

Tras el estudio en EEUU, se hizo uno de la producción mundial que es el que refleja en la figura 2.16, predice un lento y sostenido período de producción creciente, luego, un incremento acelerado que finaliza en un pico (2000), y la posterior declinación tan rápido como creció, debido a que cada vez es más costoso su extracción, transporte y procesado que la propia energía que contiene, y por ello el campo petrolífero sería abandonado.

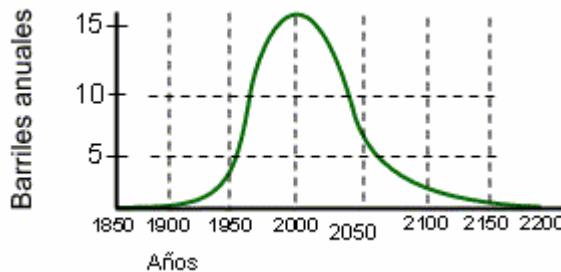


Figura 2.16. Pico global de producción en USA según Hubbert.

En la figura 2.17. se muestra la evolución de la producción de petróleo de los países que ya alcanzaron su pico. (no incluye miembros de la OPEC ni Rusia). Realizado en el año 2003, la producción a partir de la línea vertical es una predicción. En ella se observa, los años en los que los países alcanzaron su pico, y como ha ido descendiendo su producción desde entonces. Austria fue la primera que alcanzó el pico en el 1955 , y Yemen, México, Brasil, Angola y China todavía esta por alcanzarlo.

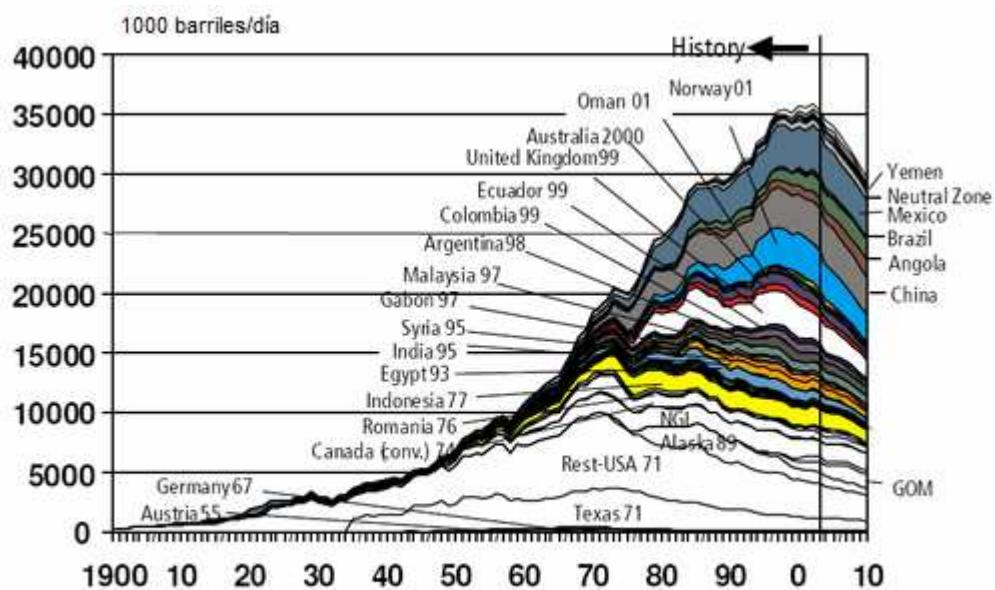


Figura 2.17. Evolución de la producción de petróleo de los países que ya alcanzaron su pico. (no incluye miembros de la OPEC ni Rusia) (Según Hubbert, 2003)

3. HISTORIA DEL REFINO DEL PETRÓLEO.

El petróleo, tal como se encuentra en la profundidad de la tierra, no tiene prácticamente ninguna utilidad. El inestimable valor que posee lo va adquiriendo a través de las fases de su explotación industrial, que se enumera a continuación:

- Prospección o estudio geológico del terreno del subsuelo.
- Sondeo o perforación de la tierra para encontrarlo.
- Extracción una vez localizado el yacimiento.
- Transporte por una vía marítima (petroleros) o por vía terrestre (oleoducto) a miles de kilómetros de distancia.
- Refino en las instalaciones de complejidad creciente para obtener los productos de consumo.
- Petroleoquímica. Transformación química en miles de productos derivados, como plásticos, abonos, caucho, fibras y detergentes.

En la jerga petrolera la expresión upstream comprende todas las operaciones previas al momento en que el crudo se entrega a las refinerías (hasta que empieza el refino de petróleo). Todo lo demás, es decir, refinación, procesos petroquímicos y comercialización constituyen la fase denominada downstream.

A lo largo del tiempo todas estas operaciones han ido evolucionando por las demandas del mercado y el avance tecnológico.

3.1. Prospección.

Los primeros buscadores de petróleo dependían casi exclusivamente de los signos o indicaciones superficiales: filtraciones de petróleo o gas, huellas de petróleo sobre el agua de los pozos, arenas bituminosas, olores

característicos, fuentes de aguas contaminadas e incluso auténticos manantiales de petróleo (Wyoming, EEUU, 1880).

En tanto que las filtraciones asfálticas revelarían en México uno de los yacimientos más fabulosos de ese país, la era de la prospección científica se inició hacia 1914 cuando los geólogos empezaron a estudiar las formaciones rocosas para deducir de ellas la eventual presencia en el subsuelo de estructuras petrolíferas. Los estudios geológicos comienzan con la observación del terreno, que puede revelar mucho de la geología del subsuelo. Por ejemplo, a los exploradores siempre les interesa hallar fallas o anticlinales, accidentes geológicos que a menudo crean trampas estructurales en la roca almacén. El alcance de la prospección visual puede aumentar enormemente con la fotografía aérea, que permite que un observador explore varios kilómetros cuadrados de una sola mirada. Un avance mayor ha sido el desarrollo de las imágenes por satélite.

Luego perfeccionaron sus métodos mediante sondeos que le permitían disponer de las rocas sedimentarias y la índole de los fósiles microscópicos presentes en ellas.

Progresos mucho más importantes se lograron a partir de 1922 cuando la prospección empezó a beneficiarse de los métodos geofísicos. Éstos se fundan en los cambios que la presencia del petróleo, y más generalmente, de las trampas estratigráficas, inducen a la intensidad de ciertos fenómenos físicos: el peso, el magnetismo, la propagación de las ondas sísmicas...etc.

A continuación se describen los métodos geofísicos que se utilizan actualmente:

- Prospección gravimétrica se sirve de gravímetros¹ para medir el peso con extraordinaria precisión. El gravímetro, que mide en

¹ El gravímetro es un equipo que puede medir diferencias muy finas en la gravedad.

miligales (un miligal es la millonésima parte de la fuerza de la gravedad al nivel del mar), detecta la presencia de rocas duras o blandas más o menos cerca de la superficie del suelo. Reuniendo luego estos datos, los geofísicos determinan la presencia de rocas porosas poco densas que podrían albergar petróleo. Uniendo en un plano del terreno todos los puntos en que la gravedad tiene el mismo valor, se descubren anomalías debidas a las estructuras del subsuelo y, por ejemplo, una zona circular de mínima gravedad, podrá indicar la presencia de un domo salino, dado que la sal es menos densa que la roca circundante. Un anticlinal presentará la máxima gravedad cerca de su cúspide porque allí es donde la masa de su roca densa está más cerca de la superficie. Asimismo ciertas fallas pueden ser detectadas porque la mayor profundidad de uno de sus labios respecto a la del otro hace que difiera la fuerza de gravedad por encima de ambos.

- La prospección magnética se funda también en la detección de anomalías sobre la superficie, pero en este caso se trata de pequeñas diferencias locales del campo magnético terrestre debidas a las formaciones del subsuelo. Se deduce así la posición relativa de la roca cristalina del zócalo y de las capas sedimentarias que a ella se sobreponen. Se usan con dicho fin magnetómetros, barómetros y otros instrumentos propios para medir el campo magnético con mucha precisión. Suspendiendo el magnetómetro de un avión con un cable que lo aleja de la influencia magnética se pueden explorar rápidamente grandes extensiones.
- La prospección eléctrica tiene las posibilidades más limitadas. En este caso se crea artificialmente un campo eléctrico en el terreno y se miden las diferencias de potencial en numerosos puntos. Las líneas de igual potencial trazadas en el plano esbozan estructuras a base de rocas de diferente resistividad.

- La prospección sísmica es el método más utilizado actualmente, sirve para confirmar los resultados inciertos de los métodos nombrados anteriormente. basado en el registro del eco del sonido: una onda sísmica, creada artificialmente mediante una explosión por un geófono, se propaga por el subsuelo y al ir atravesando los diversos terrenos sufre una serie de refracciones que serán parcialmente reflejados por ciertos estratos de rocas. Las ondas recogidas se recogen en sismógrafos muy sensibles situados en la superficie. La velocidad de propagación de las ondas depende de la estructura del terreno, de la existencia de capas duras y de su profundidad.

Por muy favorables que sean las deducciones que se desprenden de las observaciones geofísicas siempre es necesario confirmarlas con la perforación del terreno.

Los pozos que se sondan, permiten aplicar métodos de prospección complementarios que constituyen la diagrafía o grabación de una o varias características físicas de las rocas sucesivamente atravesadas por el trepano durante su penetración. Las principales formas de diagrafía se basan en la medición de las siguientes magnitudes de resistividad, o por el contrario, la conductibilidad de las distintas rocas mediante la creación de una diferencia de potencial (puede detectar concentraciones de petróleo, dado que éste es un mal conductor y opone fuerte resistencia al paso de la corriente) radioactividad, ya natural (gammagrafia), ya artificial (bombardeando una formación con neutrones rápidos se engendra una radioactividad que permite localizar acumulaciones de agua o de petróleo).

Por último la diografíía sónica estriba en medir el tiempo que invierten las ondas sonoras en atravesar un determinado espesor de las formaciones geológicas, de cuyo tiempo se deduce la velocidad y de ésta la porosidad de las rocas atravesadas y la índole de los líquidos que contiene.

Con todo, los resultados más eficaces se obtienen perforando el pozo con trépanos sacamuestras, coronas con diamantes engastados que al taladrar la roca cortan en su centro una muestra cilíndrica y continua que se va extrayendo periódicamente del vástago tubular en que se aloja. Se conocen así exactamente los estratos del terreno perforado, y se pueden descubrir prematuramente los indicios del petróleo. Cuando éstos lo justifican, se practican en el terreno varias perforaciones más o menos diferentes llegándose, así a situar y delimitar un eventual yacimiento petrolífero.

3.2. Perforación.

Cuando los estudios geológicos y geofísicos han acusado una localización positiva de petróleo, se procede a perforar pozos de evaluación para determinar la extensión del yacimiento, posición de las capas de agua salada y gas y el espesor, porosidad y permeabilidad de la roca madre. Son muchas las perforaciones preliminares ero sólo 1 de cada 50 suele resultar satisfactoria.

Las bolsas de petróleo, no son lagos subterráneos de petróleo, sino estratos de rocas porosas impregnadas de petróleo, gas y agua salada, análogamente a como un líquido se empapa en una esponja.

La perforación también ha ido evolucionando a lo largo del tiempo.

El método de perforación por percusión utilizado en el siglo XIX, no se practica porque está en desuso. Consiste en fragmentar la roca con un pesado trépano suspendido mediante un cable de una polca situado en lo alto de la torre de perforación. El uso de una excéntrica permite que el motor imprima al cable un movimiento alternativo que, de 20 a 150 veces por minuto, levanta y deja caer el trépano sobre el fondo de la perforación, quebrantando la roca más y más profundamente. En vez de ser el cable el

que haga saltar el trépano, éste puede ser accionado directamente en el fondo por un martillo hidráulico o neumático fijado en el extremo de un vástago tubular. De vez en cuando se saca el trépano para introducir en el pozo una “cuchara”, cilindro hueco apropiado para extraer los residuos de la perforación.

En el año 1900 se empezó a utilizar la perforación por rotación que se basa en el uso de un trépano con rodillos dentados de metal muy duro o que llevan engastados dientes de carburo de volframio o diamantes y que desagrega la roca cuando gira sobre ella a presión y a razón de unas 40 a 150 revoluciones por minuto. Ese útil cortante está enroscado en el extremo de un vástago hueco, la tubería de perforación al cual se van agregando más y más tubos por su parte superior a medida que se ahonda en el pozo. Por esa tubería baja constantemente el lodo de sondeo, suspensión coloidal de arcilla bentonítica con varios aditivos, que luego asciende por el espacio que media entre el tubo y la pared de la perforación, consolida las paredes del pozo y equilibra por su propio peso la presión de los líquidos o gases que pueden emanar de la roca perforada. Las instalaciones exteriores del pozo constan esencialmente de una mesa giratoria que accionada por un motor con cambio de velocidades, transmite su movimiento a la tubería de perforación portadora del trépano, una estación de preparación, bombeo y filtración del lodo, la torre de sondeo, armazón de acero que sirve para regular la presión del trépano sobre la roca, para alargar periódicamente la tubería de perforación y entubar el pozo. El cable del cual pende el trépano pasa por un cuadernal situado en el coronamiento de la torre y se arrolla a un torno instalado en el suelo. Este sistema presenta algunos inconvenientes agravados por la profundidad. La tubería de perforación acaba por sufrir una tensión excesiva y un desgaste destructivo al rozar con rocas abrasivas en la pared del pozo. Lo más grave es que ese roce disipa la mayor parte de la energía del motor, restando eficacia al trépano y aumentando el coste de la perforación. Con el uso de desviadores en forma de cuña introducidos junto al trépano se logra que éste prosiga la perforación oblicuamente. Estos pozos inclinados respecto a la vertical permiten beneficiar un yacimiento submarino a partir de la costa o

bien, cuando ello es imperativo o resulta más práctico o económico efectuar varias perforaciones a partir de un mismo sitio. También se puede alcanzar así a cierta profundidad un pozo ya existente que está en erupción incontrolada o bien ardiendo. El nuevo pozo permitirá obturarlo y reemplazarlo en caso de necesidad. La consolidación que puede procurar el lodo no deja de ser provisional y para evitar el desmoronamiento de las paredes del pozo es necesario revestirlo con unos tubos de acero unidos entre sí por medio de manguitos roscados, cuya tubería será fijada inyectando cemento en el espacio angular comprendido entre ella y la roca. Ese entubado reduce el diámetro útil del pozo y, por consiguiente, cada vez que se ha efectuado hasta determinada profundidad es necesario adaptar un nuevo trépano de menor diámetro y así sucesivamente. En la figura 3.1. se refleja una torre de perforación rotatoria.

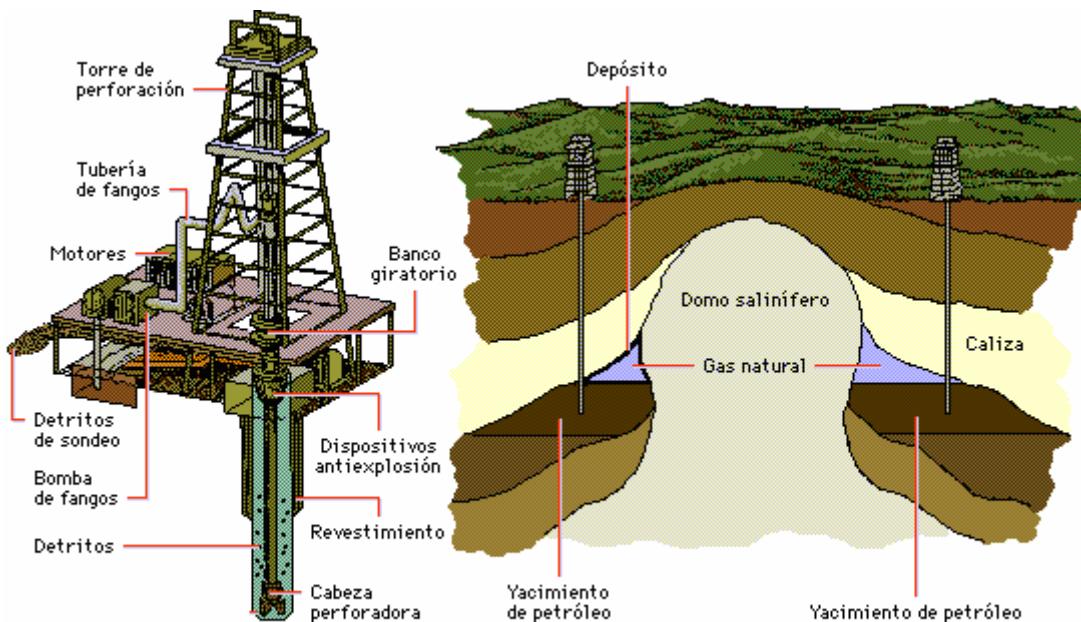


Figura 3.1. Torre de perforación por rotación.

A principios de la década de los 30 empezaron a practicarse los sondeos submarinos en California (EEUU) y en aguas poco profundas

hasta las cuales era posible construir un malecón. Luego se generalizaron los pozos subacuáticos, especialmente el lago Maracaibo (Venezuela). Posteriormente se creó una nueva tecnología perfectamente adecuada para esas perforaciones, incluyendo buques portadores de la torre de perforación que, mediante el uso de propulsores especiales y de un ordenador que anula los efectos del viento, las corrientes y el oleaje, permanecen estables a la vertical del pozo taladrado. También se usan para la perforación y posterior explotación de los yacimientos enormes plataformas flotantes previstas de pies para fijarlas sobre el fondo. El nuevo material incluye también pesados elementos que en el fondo del mar, constituyen la boca del pozo. Guían la tubería de perforación y permiten efectuar el entubado y conectar eventualmente la tubería con la que será beneficiado el petróleo o el gas natural.

3.3. Extracción.

En la mayoría de los pozos la presión (hasta 175 kg/cm²) del gas natural comprimido en la trampa estratigráfica hace que el petróleo brote con fuerza por la boca del pozo.

Más tarde al ir disminuyendo el volumen del petróleo en el yacimiento y aumentando el del gas, la presión de éste, ya no basta para que aquél ascienda hasta la superficie del terreno, lo cual obliga a extraerlo con una bomba de fondo acoplando al extremo de la tubería de bombeo. En las bombas alternativas el émbolo es accionado por un vástagos movido desde la superficie por un balancín. Éste y el vástagos pueden ser suprimidos si se utilizan bombas de fondo provistas de su propio motor, que puede ser eléctrico, hidráulico o neumático. Estas motobombas son tanto más útiles por cuanto los pozos nunca son absolutamente rectilíneos, lo cual provoca roces excesivos del vástagos en las que se accionan desde la superficie.

Incluyendo la fase de bombeo, los pozos sólo dan, en promedio, del 20% al 25% del petróleo, embebido en la roca del yacimiento (recuperación primaria), pero a este porcentaje puede sumarse otro 20% y a veces más (recuperación secundaria o asistida) recurriendo a distintos procedimientos. Unos tienden a compensar la pérdida de presión en el yacimiento mediante inyección de gas, de agua pesada con polímeros, de vapor que dilata los poros y fluidifica el petróleo o de detergente que lo disuelven. Otros estriban en aumentar la porosidad de la roca almacen para que el petróleo fluya más dócilmente, lo cual se obtiene mediante explosiones, que quiebran la roca y desobstruyen los poros, o recurriendo a una acidificación, consistente en inyectar compuestos a base de ácido clorhídrico que ataca la roca.

El petróleo crudo se separa del agua y de los sólidos interpuestos canalizando la corriente por un recipiente de tipo ciclónico. A veces es necesario también eliminar los gases disueltos a saturación que contiene, pues hacen peligroso y difícil el transporte y ocasiona perdidas. Esta operación se llama estabilización.

La figura 3.2. es un esquema del proceso de estabilización que utiliza dos columnas a distintas sobrepresiones. La parte volátil separada por la primera columna se recomprime de 3 a 15 atm, antes de pasarla a la segunda, para aumentar el rendimiento del producto líquido.

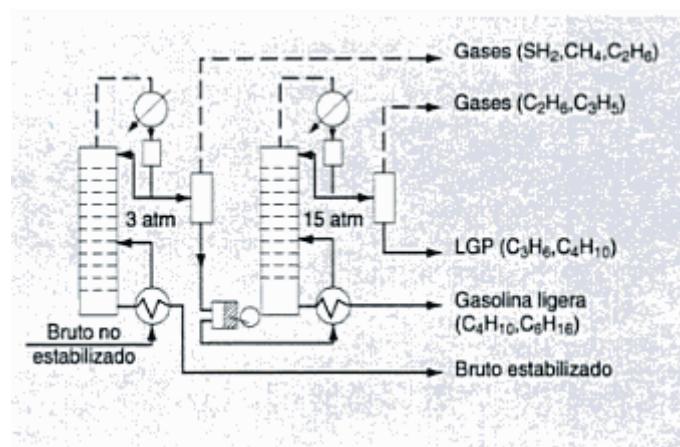


Figura 3.2. Estabilización del petróleo.

3.4. Almacenamiento

La industria del petróleo como la del gas, están sometidas a riesgos de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los oleoductos; a causas naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en la tierra o los incendios; y también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

Tras la crisis de 1973 (segunda guerra árabe-israelí) que provocó el racionamiento de la gasolina en algunos países de Europa Occidental, un gran número de estos países aprobaron normas legales para regular la existencia de reservas estratégicas de petróleo.

De esta forma, en algunos países las compañías petroleras están obligadas a poseer en todo momento una cantidad de producto que garantice el consumo del mercado interno durante un tiempo mínimo determinado. El stock debe encontrarse en todos los tramos para evitar cortes y la reserva mínima exigida en condiciones normales normalmente debe superar los 90 días

Podemos considerar el crudo y su almacenamiento en varias etapas:

- Almacenamiento del crudo.

Una refinería no se abastece normalmente directamente a partir del yacimiento de petróleo, dado que entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio por buque cisterna (petroleros) o por oleoducto. Por ello, el crudo (petróleo bruto) se almacena tanto en el punto de embarque como en el del desembarque.

➤ Almacenamiento en la refinería.

Las refinerías disponen de numerosos depósitos al comienzo y al final de cada unidad de proceso para absorber las paradas de mantenimiento y los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes. Asimismo para almacenar las bases componentes de otros productos terminados que se obtienen a continuación por mezcla, y para disponer de una reserva de trabajo suficiente con el fin de hacer frente a los pedidos y cargamentos de materia prima que les llegan.

➤ Almacenamiento de distribución.

Solamente una pequeña parte de los consumidores puede ser abastecidas directamente, es decir por un medio de transporte que una de forma directa al usuario con la refinería. Por este motivo, es más eficaz y económico construir un depósito-pulmón, Terminal de distribución, surtido masivamente por el medio de transporte que viene de la refinería, ya sean oleoductos de productos terminados, buques (para depósitos costeros), barcazas fluviales, vagones cisterna o camiones cisterna. Estos depósitos suelen estar ubicados cerca de los grandes centros de consumo (ciudades, polígonos industriales, etc.). Desde estos depósitos, salen camiones de distribución que llevan el producto al consumidor final.

3.5. Transporte.

Al principio de la industria petrolífera, el petróleo generalmente se refinaba cerca del lugar de producción. A medida que la demanda fue en aumento, se consideró más conveniente transportar el crudo a las refinerías situadas en los países consumidores

Por este motivo, el papel del transporte en la industria petrolífera es muy importante. Hay que tener en cuenta que Europa occidental importa el 97% de sus necesidades principalmente de África y Oriente medio, y Japón el 100%

Los países que se autoabastecen también necesitan disponer de redes de transporte eficaces, puesto que sus yacimientos más importantes se encuentran a millares de kilómetros de los centros de tratamiento y consumo, como ocurre en Estados Unidos, Rusia, Canadá o América del Sur.

Durante los primeros años del auge del petróleo, éste era transportado en barriles de 40 o 42 galones, hechos de roble y hierro, pero al no ser impermeables y al perderse cierta cantidad de producto decidieron cambiar el método de transporte.

En 1856 se emplearon en América, y más tarde en Europa, vagones cono dos depósitos de madera, pero pronto fueron desplazados por depósitos de hierro de forma de caldera cilíndrico horizontal, circulando de ellos muchos millares sobre todo en América en los ferrocarriles. Se han dispuesto estos vagones de modo que un tren formado por 20 vagones-cisternas, que en conjunto tienen una cabida de unos $310m^3$, puede ser cargado de petróleo en hora y media.

El transporte por medio de tuberías (pipe line) es de origen americano. Las primeras instalaciones fueron construidas por Samuel van Slyke y Enrique Harley en 1865. Las tuberías forman verdaderas redes y tienen gran longitud. El petróleo circula por presión en los tubos cuyo diámetro es de 0,05 a 0,152 m. Para el buen funcionamiento de la instalación hay las estaciones necesarias, en cada una de las cuales existe la correspondiente maquinaria y dos o más depósitos cisternas: el petróleo es empujado por medio de bombas de una estación a otra, hasta llegar a las refinerías o a los puestos de embarque, sin otras interrupciones que las debidas a rotura de los tubos o a obstrucciones de los mismos.

En las principales estaciones de ferrocarriles y en los principales puertos existen depósitos cisternas de almacenamiento, de modo que puedan llenarse y vaciarse con facilidad.

. El transporte del petróleo en barriles, y en gran escala, por vía acuática, ha durado mucho más, continuando todavía hoy, sin embargo el transporte por medio de buques cisternas tiene gran importancia. En la parte superior de cada uno de los diferentes depósitos de petróleo que hay en cada buque se encuentra otro pequeño deposito, que nunca debe estar completamente lleno, y que sirve para facilitar la dilatación del petróleo cuando aumenta la temperatura Los tubos de entrada y de salida del petróleo se hallan en el fondo de cada deposito y se cierran mediante válvulas que pueden hacerse funcionar desde cubierta llenándose o vaciándose e los depósitos independientemente uno de otro. Para disminuir en lo posible los peligros de incendios y de explosiones, los depósitos están separados de los demás compartimentos por medio de dobles paredes entre las cuales se hace circular agua mediante bombas: si en uno de los depósitos ocurre algún desperfecto y sale de él petróleo por una grieta o agujero, el petróleo va a parar al agua de las dobles paradas, asciende por su menor densidad y sale arriba por una abertura especia. Gracias a esta disposición se hace imposible que el petróleo vaya a parar a otras partes del buque, especialmente a la sección de máquinas. Se ha construido buques que pueden contener hasta 1500 toneladas de petróleo

Aunque todos los medios de transporte son buenos para conducir este producto (el mar, la carretera, el ferrocarril o la tubería), el petróleo crudo utiliza actualmente sobretodo dos medios de transporte masivo: los oleoductos de caudal continuo y los petroleros de gran capacidad.

En la actualidad no hay en el comercio internacional mercancía individual cuyo transporte supere en volumen o valor al del petróleo.

La ventaja del petróleo es que su fluidez permite el transporte a granel, lo que reduce los gastos al mímanos y permite una automatización casi completa del proceso. Gracias a los adelantos técnicos de hoy en día,

basta en muchos casos con hacer la conexión de tuberías y proceder a la apertura o cierre de válvulas, muchas veces de forma automática y a distancia con telecontrol.

Los oleoductos, representado en la figura 3.3, son el conjunto de instalaciones que sirve de transporte por tubería de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados. El término oleoducto comprende no sólo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc.



Figura 3.3. Oleoducto.

Los oleoductos tienen distintas capacidades de transporte, dependiendo del tamaño de la tubería. En líneas generales, el diámetro de los oleoductos varía entre 150 mm y 915 mm. Además pueden ser tanto de superficie como subterráneos, donde alcanzan los 2 m de profundidad. La velocidad estimada del crudo dentro de los oleoductos es de 5 km/h

Los oleoductos de petróleo crudo comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con los depósitos costeros, o directamente, con los depósitos de la propia refinería.

En los países que se suministran de crudos por vía marítima, el oleoducto asegura el enlace entre los depósitos portuarios de recepción y las refinerías del interior.

En la hay en el mundo más de 1.500.000 kilómetros de tubería destinados al transporte de crudos y de productos terminados, de los cuales el 70 por ciento se utilizan para gas natural, el 20 por ciento para crudos y el 10 por ciento restante para productos terminados (carburantes).

Los Estados Unidos tienen la red de oleoductos más densa del mundo. En Europa existen cinco grandes líneas de transporte de crudo que, partiendo de los terminales marítimos de Trieste, Génova, Lavera, Rotterdam y Wilhelmshaven, llevan el petróleo a las refinerías del interior. Esta red es de 3.700 kilómetros, una extensión que se queda pequeña si se compara con los 5.500 kilómetros del oleoducto del Comecón o de la Amistad, que parte de la cuenca del Volga-Urales (600 kilómetros al este de Moscú) y que suministra crudo a Polonia, Alemania, Hungría y otros países del centro de Europa.

El petróleo circula por el interior de la conducción gracias al impulso que proporcionan las estaciones de bombeo, cuyo número y potencia están en función del volumen a transportar, de la viscosidad del producto, del diámetro de la tubería, de la resistencia mecánica y de los obstáculos geográficos a sortear. En condiciones normales, las estaciones de bombeo se encuentran situadas a 50 kilómetros unas de otras.

También existen pozos submarinos. Por lo tanto se necesitan oleoductos submarinos para transportar el crudo. A medida que aumenta la producción de petróleo en el mar se están construyendo más oleoductos submarinos. Estos se tienden con barcazas especiales en las cuales se sueldan los tramos de tubo de acero antes de colocarlos en el lecho

marino. Si el oleoducto es de pequeño diámetro el tubo puede desenrollarse desde un gigantesco carrete para tenderlo directamente en el lecho marino, evitándose así la necesidad de soldar en el mar. Cuando se transporta crudo pesado, puede ser necesario poner aislamiento térmico en el oleoducto, para que el petróleo fluya con facilidad. Las tuberías de menor diámetro generalmente se tienden en una trinchera para protegerlas del equipo usado por los buques pesqueros.

El crudo parte de los depósitos de almacenamiento, donde por medio de una red de canalizaciones y un sistema de válvulas se pone en marcha la corriente o flujo de producto. Desde un puesto central de control se dirigen las operaciones y controles situados a lo largo de toda la línea de conducción. El cierre y apertura de éstas y el funcionamiento de las bombas se regulan por mando a distancia.

La construcción de un oleoducto supone una gran obra de ingeniería y por ello, en muchos casos, es realizada conjuntamente por varias empresas. También requiere de complicados estudios económicos, técnicos y financieros con el fin garantizar su operatividad y el menor impacto posible en el medio ambiente.

El trazado debe ser recto en la medida de lo posible y, normalmente, la tubería es enterrada en el subsuelo para evitar los efectos de la dilatación. Los conjuntos de tubos se protegen contra la corrosión exterior antes de ser enterrados. Las tuberías se cubren con la tierra y el terreno, tras el acondicionamiento pertinente recupera su aspecto interior.

Los petroleros, en la figura 3.4, son los mayores navíos de transporte que existen hoy en día en el mundo. Son inmensos depósitos flotantes que pueden llegar a medir 350 metros de largo (eslora) y alcanzar las 250.000 toneladas de peso muerto (TPM). Su principal característica es la división de su espacio interior en cisternas individuales, lo que permite separar los diferentes tipos de petróleos o sus derivados. El petrolero es el medio más

económico para transportar petróleo a grandes distancias y tiene la ventaja de una gran flexibilidad de utilización



Figura 3.4. Buque petrolero.

Actualmente casi todos los petroleros en construcción son del tipo de doble casco en detrimento de los más antiguos diseños de un solo casco (monocasco) debido a que son menos sensibles a sufrir daños y provocar vertidos en accidentes de colisión con otros buques o embarrancamiento.

A partir de este tipo de barcos, surgió el superpetrolero, de mayor capacidad de carga, y destinado al transporte de crudo desde Medio Oriente alrededor del Cuerno de África. El superpetrolero Knock Nevis es la embarcación más grande del mundo.

Actualmente se transportan por mar más de mil millones de toneladas de crudo al año en todo el mundo.

3.6. Refino.

Las operaciones downstream comienzan con el refino, término que, por extensión se aplica a todos los procesos que se llevan a cabo en las refinerías.

El bruto estabilizado se elabora en la refinería de acuerdo con el destino que se fije para los productos, destino que depende también de la constitución molecular, o sea, de lo que se llama base del crudo.

El trabajo de la refinería tiene cuatro objetivos básicos:

- Procesos de separación en que se divide el crudo en las distintas fracciones de acuerdo con las necesidades del mercado (gasolinas, gasóleo, etc) mediante destilación fraccionada o fraccionamiento del crudo.
- Procesos de transformación que convierten las fracciones de menos demanda en el mercado en otras de mayor demanda, fundamentalmente gasolinas mediante la ruptura térmica o catalítica, craqueo.
- Procesos de acabado que consiste en depurar los productos obtenidos eliminando los compuestos indeseables (tiocompuestos) mediante una operación que construye el refino final.
- Procesos de protección del medio ambiente que tratan los gases de refinería (fuel-gas), los humos y aguas residuales.

Desde el descubrimiento del petróleo, la utilización racional de las fracciones que lo componen ha influido fuertemente en el desarrollo de los diversos procesos, así como su inclusión en el esquema del refino.

El refino del petróleo sufrió las dos crisis, que produjo cambios en el consumo del petróleo, que llevó a que la industria petrolera desarrollara procesos con grandes producciones y una reducción de capacidades de refinería, sobre todo en Norteamérica y Europa Occidental. Las estructuras de refino se hicieron más complejas con la instalación de las capacidades más altas de procesos de conversión de residuo, que aumentó las producciones de combustibles de transporte mientras el consumo de petróleo crudo podría disminuir.

3.6.1. Fraccionamiento del crudo.

En 1833 el petróleo se preparaba decantándose por gravedad, pero decidieron buscar una forma de separarlo en varios componentes de manera más productiva.

Las primeras operaciones con el petróleo a nivel comercial, datan el 1850, cuya producción comienza en Rusia, Rumania y los Estados Unidos. La primera destilación de petróleo se produce en 1859, en Pensilvania, fue el comienzo de la moderna Historia del petróleo, con ésta combinada con combustiones se consiguió separarla en muy pocas fracciones.

Esta destilación fue combinada con un craqueo térmico (explicado en el apartado 3.6.2.1), en la que el residuo permanecía, los productos de cabeza se aprovechaban y los medios se utilizaban con el fin de intercambiar calor.

Un importante paso en la destilación fue la destilación continua, que se introdujo en 1875 en una refinería de Baku (Rusia). Ésta permitía un mayor contacto entre los vapores que ascienden con el líquido condensado que desciende, por la utilización de diferentes "platos". Esto facilitaba el intercambio de calor entre los vapores (que ceden) y los líquidos (que reciben). Ese intercambio producía un intercambio de masa, donde los líquidos con menor punto de ebullición se convierten en vapor, y los vapores con mayor punto de ebullición pasan al estado líquido.

Durante las primeras etapas del refino, el producto mayoritario era el queroseno (lámparas de queroseno) y pequeñas cantidades de fuel oil. Los lubricantes se consiguieron con la destilación a vacío que se empezó a usar en Estados Unidos en 1870 y la destilación a vapor en 1880 en Rusia.

Actualmente, el fraccionamiento se practica en instalaciones como la de la figura 3.5, en las que se obtienen las fracciones que se indican en la

tabla 3.1. En estas instalaciones el crudo se calienta en una retorta tubular y se alimenta así de la columna primera, que consiste en una destilación atmosférica, cuya fracción de cabeza da el gas y la gasolina. En sendas corrientes laterales extraídas de la columna, se rectifican las fracciones de queroseno y gasóleo. Quedando como residuo o cola un producto que a su vez se fracciona seguidamente en un sistema análogo, pero que trabaja a vacío o por arrastre de vapor de agua para evitar la descomposición térmica de especies que hierven a mas de 320°C, con ello se obtiene nuevas cantidades de gasóleo, unas fracciones centrales, de las que suelen extraerse productos lubricantes, y un residuo que se emplea como combustible (mazut) o para revestir las carreteras (asfalto) cuando no puede aprovecharse también para lubricantes. Las fracciones usuales que se separan del crudo se indican en la tabla 3.1 por orden de volatilidad decreciente. Este esquema general puede alterarse según las necesidades del mercado y de acuerdo con la naturaleza del crudo.

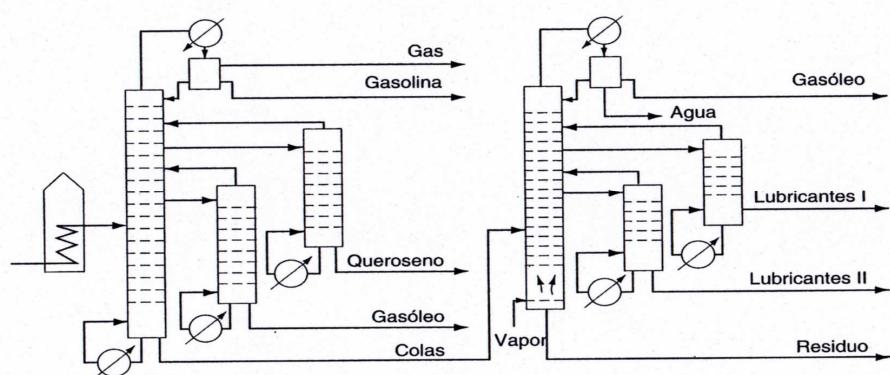


Figura 3.5. Fraccionamiento por volatilidad del crudo estabilizado.

Tabla 3.1. Fracciones obtenidas en la refinería por orden de volatilidad y longitud de cadenas.

	Producto	ΔT	L	Aplicaciones
Fracciones ligeras	Gas de refinería GLP Gasolina directa Nafta pesada	<20°C <20°C 40-150°C 150-200°C	C ₁ -C ₂ C ₃ -C ₄ C ₅ -C ₉ C ₁₀ -C ₁₂	Combustible para refinería, Calefacción Carburante Materia prima para productos químicos, disolvente
Fracciones medias	Queroseno Gas-oil	170-250°C 250°C-320°C	C ₁₃ -C ₁₇ C ₁₇ -C ₂₀	Lámparas de alumbrado, carburante para turborreactores carburantes para motores diesel calefacción doméstica
Fracciones pesadas	Fuel-oil ligero Fuel-oil pesado Asfaltos	340-400°C 400-500°C >500°C	C ₂₀ -C ₃₅ >C ₃₅	Combustibles para buques Locomotoras...etc. Materias primas para lubricantes, ceras y parafinas, cremas, aceites esenciales Pavimentación, techado, Impermeabilización. Abrasivos, electrodos.

Donde:

ΔT : Intervalo de temperatura de ebullición.

L: longitud de la cadena carbonada.

3.6.2. Procesos de conversión. Craqueo.

Normalmente, la proporción de gasolina que puede sacarse de un crudo no es tan elevada como fuera de desear, pues el principal cliente de la refinería es el motor de gasolina. Por otra parte, las proporciones de productos pesados son mayores de lo que normalmente pide el mercado ya que el gas natural, la energía nuclear y el carbón han ido sustituyendo por motivos económicos al fuel oil para uso doméstico e industrial, y para la generación de electricidad.

Las refinerías han ido adaptándose para producir cada vez mayor proporción de fracciones ligeras, que son los productos más valiosos del barril de crudo. De la refinería que hacía simplemente el fraccionamiento del crudo por destilación atmosférica o al vacío se ha pasado primero a la refinería más compleja que convierte, por vía craqueo térmico, catalítico o hidrocraqueo, las fracciones pesadas de la destilación al vacío en fracciones ligeras y por último a las refinerías que utilizan procesos de conversión más profundos, consiguiendo así un barril más blanco.

3.6.2.1. Craqueo térmico.

Al comienzo del siglo XX, con la aparición de motores y su uso de gasolina, las técnicas de refino debían avanzar. En 1912 se empezó a usar el proceso de Burton, (más tarde sustituido por el craqueo catalítico), donde se conseguía un 30% de gasolina craqueada.

Durante la I Guerra mundial, las necesidades de productos derivados del petróleo cambiaron, la demanda de gasolina y fuel oil crecieron de

manera importante en la década de los años 20. A su vez el asfalto comenzó a ganar importancia, debido a la expansión del sector de la construcción. Por ello de 1920 a 1930 empezaron con el uso del craqueo térmico.

Consiste en la ruptura de las cadenas carbonadas por la acción del calor (400-650°C). Las cadenas se rompen, deshidrogenan o polimerizan produciendo parafinas más cortas, olefinas, naftenos o aromáticos, según los casos.

En principio, la ruptura de un hidrocarburo da lugar a una nueva parafina más corta y a una olefina.



Si la temperatura es suficientemente alta, al craqueo de la molécula original le sigue el de los productos, hasta que en definitiva se obtendría carbono e hidrógeno, que son los productos finales del craqueo a fondo.

Desde el punto de vista cinético, el craqueo habría que responder a una reacción mononuclear. Pero esto no se cumple más que en los primeros momentos; al poco tiempo, las reacciones secundarias son más importantes que la principal.

De acuerdo con lo dicho, la realización del craqueo obligará a calentar la fracción tratada a una temperatura determinada y de la forma más homogénea posible, y luego separar las fracciones originadas de acuerdo con su volatilidad. Estas operaciones habrán de ser continuas, dada la alta escala en la que han de efectuarse.

En la figura 3.6 se representa, muy simplificada, una instalación de craqueo muy clásica, utilizada actualmente.

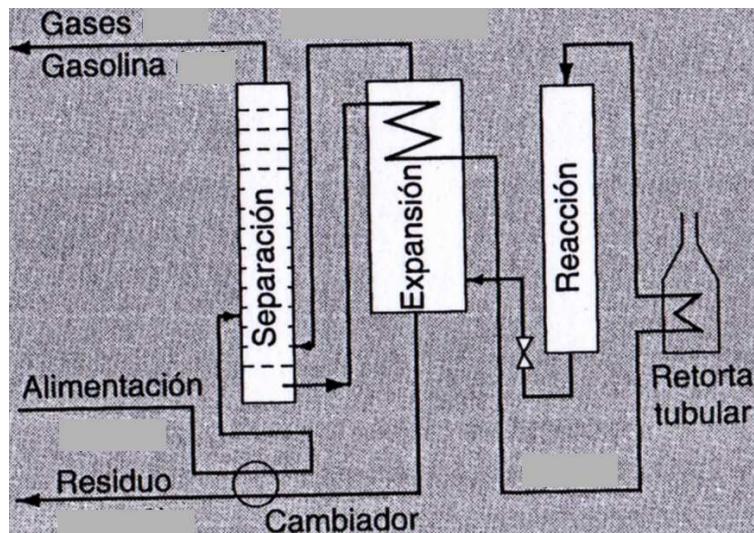


Figura 3.6. Craqueo térmico.

El aceite a craquear, se alimenta a través de la columna de separación para ayudar a ésta en su efecto extractivo. Impulsado por una bomba de circulación y compresión, pasa a la retorta tubular calentada por combustión de los gases residuales. El producto craqueado en la retorta pasa a una cámara de reacción para lograr el tiempo de residencia adecuada y por último los productos finales sufren expansión (flash) en la que se separa la parte residual más pesada destinada a combustible y las fracciones más volátiles se rectifican en una columna de platos, a cuyo fondo va el aceite parcialmente craqueado que se recircula a la retorta junto con la alimentación, y sus productos de cabeza (gases y gasolina) se separan posteriormente, por condensación.

Pieza esencial del proceso es la retorta tubular. Está formada por una sección de tubería de cero refractario, que se calienta exteriormente, por convección y radiación, mediante la llama y gases de la combustión del combustible. A pesas de la elevada turbulencia con que fluye el aceite por su interior, es inevitable un cierto gradiente de temperatura al que se debe en buena parte la heterogeneidad de los productos de craqueo. Con el tiempo, las paredes tubulares interiores se recubren de coque, que se elimina por combustión (gasificación de aire) vapor de agua. Esto obliga a interrumpir el trabajo para evitar estas paradas se ideó el método

Thermofor que utiliza un sólido cerámico, en bolas, como vehículo de transmisión de calor.

El craqueo se practica en fase líquida o en fase vapor. Ello depende de la volatilidad del aceite tratado y de la presión y temperatura de trabajo.

3.6.2.2. Craqueo catalítico.

A mitad de 1930 el craqueo térmico, fue sustituido por el llamado craqueo catalítico, debido a que la demanda de la calidad de los productos iba aumentando. A finales de la década de los 30, los primeros procesos de reformado catalítico fueron desarrollados con la calidad de gasolina mejorada por desulfuración simultánea y aumento del número de octano¹.

Las mayores ventajas del craqueo catalítico frente al craqueo térmico son las siguientes:

- Disminución de la producción inferior de C₁ y C₂, con el consiguiente aumento de las de C₄, que puede ser usado para la fabricación de isoparafinas para la gasolina de motor vía procesos de polimerización y alquilación.
- Bajar las temperaturas del craqueo que causan una producción inferior de diolefinas, así mejorando la estabilidad de oxidación de las fracciones de gasolinas.
- Aumento de octanajes de gasolina por el aumento de la formación de alkanos bifurcados, naftenos (cicloalcanos) y aromáticos.
- Altos rendimientos de las reacciones de craqueo, permitiendo unas dimensiones más pequeñas de las plantas.

¹ Es una escala que mide la resistencia que presenta un detonar prematuramente cuando se comprime dentro del cilindro de un motor.

La diferencia fundamental entre las reacciones de craqueo térmico y catalítico es que las primeras se reducen a través de un mecanismo de radicales libres y las segundas mediante la producción de carbocationes¹ producidos por la adición de catalizador, que se explica más adelante.

En la práctica de manera semejante al térmico, pero intercalando en la cámara de reacción el lecho catalítico para que lo atraviesen los vapores a reformar. Este es el sistema de lecho fijo, que se usaba como primer método de craqueo catalítico en 1930. El depósito de coque que de todas formas se produce, obliga a trabajar con doble lecho, mientras uno está en funciones se pasa por el otro una corriente de aire caliente que quema la carbonilla y libera la superficie de catalizador.

Como esta forma intermitente de trabajo no era muy eficaz, en 1938 se potenció el empleo del sistema de Thermofor (TCC), Figura 3.7, en el que las bolas de material cerámico se sustituyen por el catalizador granulado. Esta versión de proceso usó un horno como el regenerador para la combustión de coque, y el transporte de catalizador mecánico por elevadores entre el reactor y el horno y viceversa.

¹ Un carbocación es un ión que contiene un átomo de carbono con un sexteto de electrones en lugar de un octeto habitual y, por tanto, carga positiva)

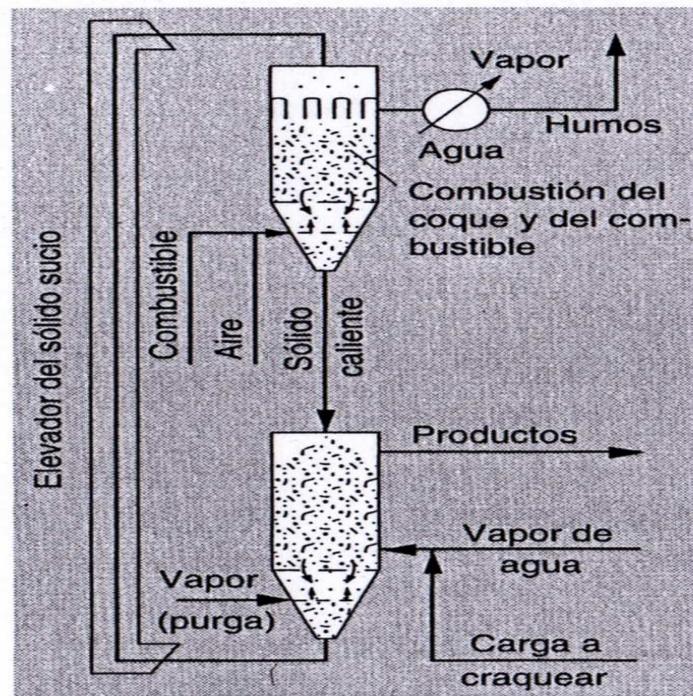


Figura 3.7.Craqueo con transmisión indirecta de calor, sistema Thermofer.

En 1942 en EEUU, empezó a desarrollarse el método conocido por el craqueo en lecho fluidizado (FCC) uno de cuyos lechos trabaja en catálisis y simultáneamente el catalizador granular microsférico, va pasando de uno a otro. Las ventajas del sistema fluidizado son las conocidas de este tipo de contacto, especialmente la gran producción por unidad. Actualmente la FCC representa el proceso de craqueo mas utilizado. El gas que arrastra el catalizador se comporta como un fluido y por lo tanto puede transportarse de forma fluidizada por el sistema.

En 1935 se usaron catalizadores de molibdeno en alúmina en la presencia de hidrógeno en la alta temperatura y la presión. Con la introducción de catalizadores platino a finales de los años 1940, el proceso de reformar catalítico enormemente fue mejorado: gasolinas de alta calidad fueron producidas en producciones más altas y el hidrógeno fue formado como subproducto.

A partir de 1965 se introducen en la tecnología del petróleo los catalizadores heterogéneos (zeolitas sintéticas) y su consumo ha

aumentado progresivamente a partir de entonces. La demanda mundial de estos catalizadores fue de cuatro mil millones de dólares en 1990.

3.6.3. El reformado.

Los procesos de reformado son en muchos casos similares a los de craqueo catalítico, se diferencian de estos fundamentalmente por el objetivo para el que se realizan: el craqueo se utiliza para incrementar la cantidad de gasolina producida y el reformado para aumentar la calidad carburante de la gasolina y elevar su poder antidetonante, o índice de octano (IO)¹.

El reformado catalítico se desarrolló cuando se introdujeron los primeros catalizadores de platino sobre alúmina. La composición de los catalizadores empleados en muchas veces secreto de fabricación, los más usados contienen 0.2 – 0.8% de platino puede ir o no acompañado de activadores metálicos y alrededor de un 1% de halógeno.

Algunas de las reacciones más importantes del reformado son:

- Deshidrogenación de las cadenas cíclicas. Con esta reacción se produce la transformación de los cicloalcanos endotérmicas, por ejemplo:



- Deshidrociclación de alkanos para formar aromáticos.
 - Deshidroisomerización de los alquilciclopentanos para formar aromáticos.
 - Deshidrogenación de alkanos.
- $$\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3 \rightarrow \text{CH}_3\text{-CH} = \text{CH} - \text{CH}_2\text{-CH}_3 + \text{H}_2$$
- Isomerización catalítica.

¹ El índice de octano es una medida de la resistencia a la detonación de un combustible, en relación a uno que se toma como referencia.

La gasolina estabilizada procedente de la destilación atmosférica solo contiene pequeñas cantidades de hidrocarburos susceptibles de ser transformadas en aromáticos y por ello las operaciones de platforming no mejoran demasiado su índice de octano. Se han buscado por tanto procedimientos para ramificar las cadenas rectas de estas gasolinas con objeto de aumentar su octanaje.

El más antiguo de los catalizadores empleados es el Al_3C , este compuesto permite ramificar las cadenas de hexano y heptano de temperaturas de 110°C , pero tiene el inconveniente de hidrolizarse a clorhídrico y producir acciones corrosivas en las unidades donde se emplea. Se han empleado por tanto otros catalizadores heterogéneos como por ejemplo zeolitas y platino en Al_2O_3 .

Los alcanos producidos por esta reacción suelen someterse posteriormente a procesos de alcohilación o polimerización.

➤ Hidrocraqueo de las parafinas.

Este es un proceso de reformado con craqueo térmico, con adición simultánea de hidrógeno. Con esta reacción se produce la ruptura de los hidrocarburos parafínicos y la hidrogenación inmediata de las olefinas que resultan. Son reacciones exotérmicas relativamente lentas que tienen lugar de la última sección de los reactores.



En las refinerías modernas se utiliza el hidrocraqueo para tratar materias petrolíferas pesadas de alto peso molecular. El hidrógeno producido transforma también los alquenos insaturados por lo que las gasolinas reformadas no contienen alquenos. Las reacciones que producen hidrógeno predominan sobre las que consumen este gas, por lo que los gases desprendidos contienen un alto porcentaje de hidrógeno y se utilizan para el hidrotratamiento.

Los procesos de reformado catalítico se verifican en tres tipos de instalaciones que se diferencian fundamentalmente en la posibilidad de regeneración del catalizador in situ.

En general, el reformado da muy elevados rendimientos en gasolina y mucho menor en gases, pues las reacciones catalíticas indicadas transforman las olefinas y parafinas gaseosas en hidrocarburos alcoholados, nafténicos y aromáticos, líquidos. También abundan los líquidos pesados porque las relativamente elevadas temperaturas de trabajo tienden a revertirlos a formas sencillas, gaseosas, que acaban por entrar en el ciclo catalítico.

3.6.4. Tratamientos de depuración.

Son los procesos de depuración los que constituyen el refino en el más estricto sentido de la palabra. Los tratamientos de depuración se llevan a cabo, bien en los productos intermedios para prepararlos para posteriores procesamientos, bien en los productos finales para aumentar su pureza.

El objetivo principal de estos tratamientos es eliminar los compuestos sulfurados. El más importante es el hidrotratamiento; los demás tratamientos pueden agruparse en refino químico y físico.

3.6.4.1. Hidrotratamiento.

Este método de refino consiste en una hidrogenación catalítica a presión. Es de naturaleza química, pero puede también sustituir al refino físico.

Hasta 1950, no empezó a evolucionar el hidrotratamiento, que surgió como necesidad de eliminar el azufre de los componentes del petróleo, por cuestiones medioambientales.

En definitiva, el hidrotratamiento pretende llevar a cabo los siguientes objetivos:

- Eliminar azufre, nitrógeno u oxígeno para evitar posibles envenenamientos en los catalizadores
- Aumentar la estabilidad térmica de los fuel oil.
- Eliminar azufre de los destilados medios (gasóleo) para alcanzar calidades que se mezclan para gasóleos y luz que calienta el aceite. Los hidrocarburos insaturados en el gasóleo craqueado mejora la estabilidad y reduce la coquización de los productos.
- Reducción del contenido de azufre de fuel oils pesados.
- La hidrogenación de diolefinas en gasolinas de pirólisis (proviene de fábricas de etileno) para evitar la formación de polímeros que deteriora la estabilidad de estas gasolinas.
- Mejora de olor, color, y estabilidad de la oxidación de aceites lubricantes. Desaromatización y retiro de azufre, nitrógeno, y compuestos de oxígeno por hidrogenación profunda (hidrotratamiento de alta presión) de aceites lubricantes.

La figura 3.8. Representa una instalación simplificada de este tipo.

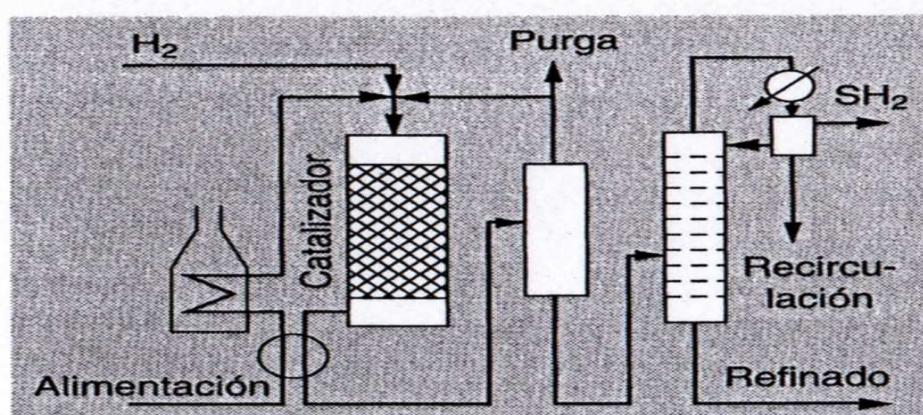
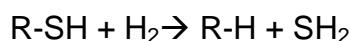


Figura 3.8. Esquema de una instalación de hidrotratamiento.

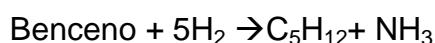
El hidrotratamiento se aplica a todo tipo de fracción. Está especialmente indicado para refino de fracciones lubricantes. Actualmente tiende a aplicarse a varios tipos de gasóleos en las calefacciones domésticas urbanas y en otras zonas de gran concentración humana.

Las reacciones que ocurren durante este proceso son fundamentalmente:

- Reacciones de desulfuración (mercaheptanos, sulfuros, tiofenos o benzotiofenos).



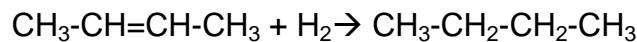
- Reacciones de eliminación de nitrógeno (piridinas, quinolinas, pirrol e indol).



- Reacciones de eliminación de oxígeno (fenoles, peróxidos, etc)



- Hidrogenación de dobles enlaces (transformación de alquenos, dialquenos y aromáticos en hidrocarburos saturados).

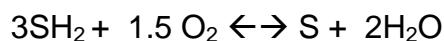


Los catalizadores usados son generalmente mezclas de MoO_3 y CoMoO_4 sobre óxido de aluminio. Cuando el hidrotratamiento se lleva a cabo con el único propósito de eliminar el azufre se le llama hidrodesulfuración.

3.6.4.2. Proceso Claus.

El ácido sulfhídrico que se produce en procesos de depuración como por ejemplo la desulfuración, así como el producido durante el procesado de gas natural se transforma en azufre elemental por el proceso Claus.

El proceso Claus se lleva a cabo en dos etapas. En la primera etapa el SH_2 se quema con una cantidad de aire controlada para que se produzca solamente la combustión de 1/3 del total.



3.6.4.3. Refino químico.

Se efectúa sobre todo en fracciones lubricantes. Se realizan dos tipos de tratamiento:

- Lavado con ácido sulfúrico.
- Lavado con álcali.

Con el tratamiento con ácido sulfúrico muchas de las impurezas precipitan o se disuelven en fase ácida. Las principales reacciones que tienen lugar son:

- Sulfuración de los aromáticos y tiofenos.
- Oxidación del SH₂ y los mercaptanos.
- Esterificación de los alquenos.
- Polimerización de los dialquenos.
- Precipitación de las resinas y asfaltenos.
- Disolución en la fase ácida de los sulfuros y sulfotas.
- Disolución y neutralización de las bases nitrogenadas.

El refino de los lubricantes requiere entre 10 y 200 kg de ácido sulfúrico por tonelada de productos y la temperatura deberá mantenerse lo más baja posible para evitar las reacciones entre el sulfúrico y los hidrocarburos saturados.

Las fracciones pesadas, como ciertos cortes de lubricantes de crudos asfálticos, se refinan también químicamente por tratamiento sulfúrico y aireación simultanea, con objeto de polimerizar las sustancias insaturadas que harían al aceite muy sensible a la oxidación y formación de lodos. Estos aceites se lavan después de separar la capa ácida con lejía de NaOH o agua de cal, que neutraliza el ácido remanente y los ácidos nafténicos posiblemente presentes, y por ultimo se decoloran absorbiendo con tierras activada los componentes solubles de mayor peso molecular.

3.6.4.4. Refino físico.

Este tipo de refino se aplica por lo general a las fracciones pesadas, o sea, a aceites pesados y a residuos de la destilación primaria. Su objeto es variable:

- Separar las fracciones de parafina cérea contenida en las fracciones pesadas de los crudos parafínicos, para evitar que la presencia de esos compuestos tan fácilmente congelables perjudique la fluidez del lubricante. La operación se llama desparafinado,
- Separar las materias asfálticas contenidas en los aceites pesados de los crudos asfálticos, para evitar la aparición de residuos sólidos, asfaltos, en los aceites lubricantes de este origen. La operación se llama desasfaltado,
- Fraccionar los aceites lubricantes eliminando de ellos, a parte de la parafina cérea y de los asfaltos, si es el caso, aquellos hidrocarburos, como los muy aromáticos, que no son aptos para la lubricación. La operación se llama refino por extracción de disolventes.

El desparafinado se realiza por enfriamiento directo de la fracción o centrifugación de la parafina cristalizada. La viscosidad de estas fracciones aconseja por lo general incorporar un disolvente volátil, propano, metiletilcetona, que aporte fluidez y con ello facilidad para que cristalice bien la parafina y sea fácilmente filtrable. Después se recupera el disolvente por destilación.

El desasfaltado se realiza también por adición de un disolvente de la fracción hidrocarbonada, pero que no disuelve los asfaltos. El más utilizado es el propano líquido. Los asfaltos están dispersos coloidalmente en la fracción, protegidos por las resinas; el propano disuelve a éstas, lo que hace que las materias asfálticas precipiten. Una vez preparadas se recupera el disolvente.

La extracción con disolventes (sistema líquido- líquido) se aplica a las fracciones pesadas mixtas. El disolvente, inmiscible en el mayor grado posible, disuelve preferentemente a las especies de carácter muy aromático y nafténico, y menos a las de mayor carácter parafínico que son las preferidas para la lubricación. Separadas las capas, se recupera por

destilación el disolvente contenido en la capa “extracto” y en la de “refinado”. El extracto por su naturaleza, se presta a obtener gasolinas aromáticas por craqueo, o se destina a aceite combustible (fuelóleo). Como disolventes se emplean el SO₂ licuado, el furfural, el fenol, la mezcla fenol-propano....etc.

El orden en que se practican las tres operaciones comentadas suelen ser: desasfaltado, extracción por disolventes y desparafinado. No siempre se realiza el triple tratamiento.

La decoloración por adsorción con tierras activadas y subsiguiente filtración o centrifugación se emplea mucho para preparar lubricantes y también para eliminar de las gasolinas componentes muy reactivos, como olefinas y compuestos de azufre presentes en pequeña proporción.

3.7. Historia de las compañías petroleras.

En este apartado se describe como se constituyeron las compañías petroleras más importantes a nivel mundial.

En 1865, se contabilizaron 30 refinerías en Cleveland, la mayor de ellas pertenecía a Rockefeller. En 1866 montó una empresa en Nueva York, con el fin de importar y exportar queroseno. En 1867 se asoció a Flagler que ideó el sistema de transporte. Estos dos magnates del petróleo se asociaron con otros empresarios fundando la **Standard Oil**.

En las décadas de 1870 y 1880, la mitad de la producción americana se destinaba a la exportación. El petróleo americano dominaba el mercado mundial, y estaba controlado además por una sola empresa (Standard Oil). En Europa había de hecho una pequeñísima industria del petróleo en Rumanía, donde éste se extraía de pequeños pozos excavados a mano. El boom del petróleo tuvo lugar en Rusia, en la región de Bacú (situada en la actual Azerbaiyán). En la puesta en explotación de los recursos petroleros

rusos fueron una pieza fundamental los hermanos Nobel .Con negocios en el Imperio Ruso, en 1873 encontraron la pequeña industria de petróleo de Bacú, y comenzaron sus inversiones en la zona. A principios de 1880 había casi 200 refinerías, y Bacú era conocida como “la ciudad negra”. Los Nobel eran en 1876 los refinadores más importantes de Bacú, y la producción rusa de petróleo superó incluso durante un tiempo a la estadounidense.

Otro de los grandes del negocio apareció por aquel entonces. Los hermanos Samuel (Marcus y Samuel) tenían una compañía que comerciaba con distintos productos del Lejano Oriente .Y en 1892 partió el primer petrolero de la nueva compañía, bautizada como **Shell**, que atravesando el Canal de Suez y con petróleo procedente de los campos de los Rothschild, supuso la primera amenaza seria del dominio internacional de la Standard Oil. Tras muchas dificultades, la Shell, apoyada por las casas comerciales de Oriente, se fue afirmando hasta convertirse en la única compañía capaz de enfrentarse a la líder.

La Royal Dutch empezó a funcionar a partir de unos pozos localizados en Sumatra, lo que, debido al ahorro en el transporte, le permitió también suministrar petróleo competitivo a la zona. Poco a poco fue creciendo, y tuvo varios intentos de fusión, tanto con la Standard como con la Shell, que en un primer momento no fructificaron.

BP empezó su historia en 1908 como Anglo Persian Oil Company en Irán donde descubrió el petróleo y emprendió la construcción de un complejo petrolífero y de una refinería que, en los años '20, se convirtió en la más grande del mundo. Después de la nacionalización de la industria petrolera iraní par Mohammad Mosaddeq (1951), la compañía mudó su nombre en British Petroleum (BP).

Irak **compañía nacional de petróleo**, fue fundada en 1966 por el gobierno iraquí. Es apta para operar todos los aspectos de la industria petrolera en Irak, excepto para refinar lo que ya estaba siendo ejecutado por la Administración de Refinerías de Petróleo (1952) y de distribución

local, que también estaba bajo control del gobierno. Actualmente es una de las mayores productoras en el mundo.

Una de las que constituye el ranking de las compañías con mayor producción a nivel mundial es la **Empresa de Petróleo de Arabia Saudí**, que en 1933 forma parte de la Standard Oil, y empieza la prospección petrolífera empieza en la costa de este país. En 1938 se descubrió el primer pozo de petróleo, y un año más tarde se exporta el primer tanque de petróleo. En 1945, se construyó la refinería de Ras Tanura y 5 años más tarde, se construye una red de tuberías de 1700 km para el transporte de ese petróleo. En 1980, el Gobierno de Arabia Saudí adquiere esta compañía. En ésta década se produjeron cambios importantes, la apertura de un centro de exploración e ingeniería del petróleo y adquirió el primer tanque petrolero. En el siglo XXI, se convirtió en la primera compañía mundial en cuanto a producción se refiere.

En 1974 se fundó **Qatar General petroleum**, que anteriormente era conocida como compañía petrolera anglo-persa, hasta 1939 no produjo su primera perforación y 10 años mas tarde su primer transporte de petróleo. La primera refinería de Qatar fue construida en 1953. Una segunda refinería fue completada en 1974. Desde la década de los 80 ha experimentado un proceso de expansión que la sitúa en una de las primeras compañías a nivel mundial.

Petróleos de Venezuela SA, es una empresa estatal venezolana que se dedica a la explotación, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano. Fue creada por decreto gubernamental para ejercer tales actividades luego de la nacionalización de la industria petrolera, dando inicio a sus operaciones el 1 de enero de 1976.

En 1986 se fundó una sociedad anónima, **Repsol YPF** (Refinería de Petróleos de Escombreras Oil) y en su origen formada por la agrupación de

una serie de compañías, previamente pertenecientes al Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH). En 1997 se privatizó.

3.7.1. Historia de las refinerías españolas.

Hasta el año 1927 la actividad petrolera en España estaba completamente liberalizada. Los derivados petrolíferos en aquella época representaba en torno al 10% de la demanda energética mundial, con una cifra bruta de 600000 Tn/ año, no existían refinerías en España, por tanto todos los productos eran importados directamente. En esta fecha de 1927 es importante, porque es cuando se crea para Baleares y la península un monopolio Estatal de petróleo, cuya administración fue adjudicada a CAMPSA.

Las refinerías españolas se fueron implantando conforme aumentaba la demanda y con una lógica derivada del carácter monopolista del mercado. En la tabla 3.2. se muestra la cronología del proceso.

Tabla 3.2. Implantación de las refinerías Españolas. (Fuente Cores, 2001)

Año de instalación	Localidad	Promotor
1929	Santa Cruz de Tenerife	Cepsa
1949	Cartagena	Repesa
1962	Puertollano	Encaso
1964	La Coruña	petroliber
1965	Tarragona	Asesa
1967	Huelva	Rio Gullf
1967	Castellón	Banesto
1969	Algeciras	Cepsa
1969	Bilbao	Petronor
1973	Tarragona	Entasa

En la figura 3.9. Se muestra la distribución de las refinerías en España.



Figura 3.9. Situación de las refinerías españolas y red de Oleodutos.

4. NOMENCLATURA.

AIE: Agencia Internacional de la Energía.

API: American Petroleum Institute.

BTU: Unidad de Energía Inglesa.

Cores: Corporación de reservas Estratégicas de productos petrolíferos.

C₁,C₂ y C₄: fracciones de petróleo que contienen 1, 2 ó 4 carbonos, respectivamente.

FCC: Craqueo con lecho fluidizado

FK: Factor de caracterización.

Gb: Millones de barriles.

GE: Gravedad específica.

IC: Índice de correlación.

IO: índice de octano

Mbd: Millones de barriles al día.

OPEP: Organización de países exportadores de petróleo.

ρ : Densidad.

Tep: Tonelada equivalente de petróleo.

TCC: Craqueo Catalítico de Thermofor.

USGS: United States Geological Survey.

5. FUENTES DE INFORMACIÓN.

5.1. Libros.

- Introducción a la química industrial. Ángel Vian Ortúñoz. Editorial Reverté, Barcelona, 1994.
- Introducción a la Ingeniería Química. G. Calleja. Editorial Síntesis, Madrid, 1999.
- El comportamiento económico del mercado del petróleo. Emilio Figueroa Sánchez. Ediciones Díaz de Santos, Madrid, 2006.
- Enciclopedia Universal Diccionario Enciclopédico, 1998.
- El refino de petróleo: petróleo crudo, productos petroquímicos y esquemas de fabricación. J.P. Waquier. Edición Technip, París 1994.
- Nueva Enciclopedia Universal. Edición Durvan, 2003.
- Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. Enrique Parra Iglesias. Editorial Akal, Madrid, 2003.
- Petróleo y gas natural, procesamientos y usos. Armando Borona, Jana Di Cosimo y Nora Figoli. Editorial UNL, Santa Fé (Argentina) 2001.
- Refino de petróleo: tecnología y economía. James H. Gary, Glenn E. Handwerk. Editorial Reverté, Barcelona 2003.
- Salvat Universal diccionario Enciclopédico, Barcelona, 1999.
- Ullmann's Encyclopedia of Chemical Technology. Sexta edición, 1998.
- Un futuro sin petróleo. Colapsos y transformaciones socioeconómicas. Roberto Bermejo. Editorial Catarata, Madrid 2008.

5.2. Páginas web.

- www.wikipedia.es (Enciclopedia de libre contenido)

- www.cores.es (Corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos).
- <http://descarga-gratis-libros.blogspot.com/2010/01/como-descubrimos-el-petroleo-isaac.html>. Cómo descubrimos el petróleo. Isaac Asimov.
- http://www2.census.gov/prod2/decennial/documents/1880a_v10-01.pdf. Petroleum and its products. S.F. Peckham. The manufacture of coke. Joseph D. Weeks.
- http://www.cetmar.org/documentacion/mareas_negras_catastrofes.htm (Artículo de mareas negras, Autor: Gonzalo Borrás Carnero).
- http://www.copec.cl/extranet/wps/wcm/connect/897c6d0046f023a0805dfa50dde6ccbc/HDS+Petroleo+Combustible+N_5_6.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=897c6d0046f023a0805dfa50dde6ccbc (Hoja de datos de seguridad de compañía de petróleo chilena Copec).
- <http://nelsoncobba.blogspot.com/2007/10/principales-teorias-que-explican-el.html> (Principales teorías que explican la formación del petróleo. Nelson Cobba).
- [http://www.actibva.com/estudios/2009/03/11-potencial-futuro-de-la-oferta-mundial-de-petroleo-un-analisis-de-las-principales-fuentes-de-incertidumbre](http://knol.google.com/k/qu%C3%ADmica-org%C3%A1nica-i#(A unit of knowledge. Química orgánica I)
➤ <a href=) (Estudios del BBVA).

- <http://www.zfinanzas.es/reservas-de-petroleo-en-el-mundo/> (Artículo de Zfinanzas).
- http://www.ceseden.es/esfas/area_investigacion/pdf/cn_feal_el_mundo_actual_del_petroleo.pdf (el mundo actual del petróleo por Javier Feal Vázquez).
- <http://www.indexmundi.com> (Index mundi).
- <http://www.biodisol.com/medio-ambiente/que-es-el-petroleo-tipos-de-petroleo-hidrocarburos-west-texas-intermediate-petroleo-brent-blend-clasificacion-del-crudo/> (Artículo sobre los crudos de referencia).
- <http://www.slideshare.net/theedgar112/petroleo-2428980> (Portal profesional del sector petrolero).
- <http://www.iccc.es/2007/03/%C2%BFes-el-petroleo-abiotico/> (Im conciencia blog, artículo sobre las teorías del origen del petróleo.)
- <http://www.prtr-es.es/data/images/Gu%C3%A3da%20MTD%20en%20Espa%C3%A1a%20Sector%20Refino-CA3011F7BAF05D92.pdf>. (Guía de las mejores prácticas disponibles en España del sector refino de petróleo).
- http://www.mtas.es/es/publica/pub_electronicas/destacadas/enciclo/general/contenido/tomo3/75.pdf. (Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo : prospección, perforación y producción).
- http://www.miliarium.com/proyectos/estudioshidrogeologicos/anejos/metodosperforacion/Rotacion_Directa.asp (Millinarium: Ingeniería civil y medioambiente).

- <http://industria-petrolera.blogspot.com/2008/10/mi-versin-de-la-historia-de-la.html> (Blog de la industria petrolera).
- www.monografias.com (Tesis, documentos, publicaciones y recursos)
- [http://www.ingenieroambiental.com/informes/petroleo\(ingenieroambiental.com\).htm](http://www.ingenieroambiental.com/informes/petroleo(ingenieroambiental.com).htm) (Portal del ingeniero ambiental).
- http://translate.google.es/translate?hl=es&langpair=en%7Ces&u=http://www.petrostrategies.org/Links/Worlds_Largest_Oil_and_Gas_Companies_Sites.htm (PetroStrategies,Inc)
- www.qp.com.qa/ (Página web de Qatar general petroleum corporation).
- www.pdvsa.com/ (Página web de petróleos de Venezuela SA).
- www.repsol.com/ (Página web de Repsol YPF).
- www.bp.com/home.do?categoryId=950 – (Página web de BP).

5.3. Otros.

- Video de historia del petróleo. Canal historia.
- Documentación Interna de Repsol YPF.

6. ANEXOS.

6.1. Normativa.

6.1.1. Respecto a existencias mínimas.

Normas españolas que regulan estas materias, tanto en lo que respecta a existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos como a las medidas a adoptar en casos de crisis, son las siguientes:

- **Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.**
- **Ley 12/2007, de 2 de julio**, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.
- **Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio**, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- **Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre**, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.
- **Acuerdo entre el Gobierno del Reino de España y el Gobierno de la República Francesa** relativo a la imputación recíproca de existencias mínimas de seguridad de crudo, de productos intermedios del petróleo y productos petrolíferos, hecho en Madrid el 4 de octubre de 2000.
- **Acuerdo entre el Reino de España y la República Italiana** relativo a la imputación recíproca de existencias mínimas de

seguridad de crudo, de productos intermedios del petróleo y productos petrolíferos, hecho en Madrid el 10 de enero de 2001.

- **Acuerdo entre el Reino de España y la República Portuguesa** relativo a la imputación recíproca de existencias mínimas de seguridad de crudo, de productos intermedios del petróleo y productos petrolíferos
- **Orden Ministerial de 18 de diciembre de 2000** sobre almacenamiento de existencias mínimas de seguridad en países fuera del ámbito territorial español.
- **Orden Ministerial de 26 de Julio de 2007** por la que se modifica la Orden de 18 de diciembre de 2000, sobre almacenamiento de existencias mínimas de seguridad fuera del ámbito territorial español.
- **Orden Ministerial de 11 de octubre de 2005** por la que se aprueban las normas relativas a los deberes de información de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, así como las facultades de inspección de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- **Orden ITC/3837/2008, de 26 de diciembre**, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2009.
- **Orden ITC/1377/2009, de 27 de mayo**, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2009
- **Orden ITC/543/2005, de 3 de marzo**, por la que se establece el calendario para el incremento de las existencias estratégicas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

6.1.2. Referentes a la Unión Europea.

En lo que respecta a normativas supranacionales, a continuación se señalan las correspondientes a la Unión Europea:

- **Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009**, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos.
- **Directiva 2006/67/CE del Consejo, de 24 de julio de 2006**, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos (versión codificada).
- **Directiva del Consejo 73/238/ECC, de 24 de julio de 1973**, relativa a las medidas destinadas a atenuar los efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos.
- **Decisión del Consejo 68/416, de 20 de diciembre de 1968**, relativa a la celebración y ejecución de los acuerdos intergubernamentales especiales relativos a la obligación de los Estados miembros de mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos.

6.1.3. Referente a la Agencia Internacional de Energía.

La normativa de la Agencia Internacional de Energía se recoge en las distintas reglas que establece el Acuerdo sobre el Programa Internacional de la Energía y directrices de desarrollo.

- IEP (International Energy Program).
- CERM (Coordinated Emergency Response Measures).

Los procedimientos en casos de crisis de abastecimiento, se regulan en las disposiciones siguientes:

- **Directiva del Consejo 73/238**, de 24 de julio de 1973.
- **Decisión del Consejo 77/238**, de 24 de julio de 1973.
- **Decisión del Consejo 77/706/EEC**, de 16 de noviembre de 1977.
- **Decisión de la Comisión 76/639**, de 15 de junio de 1979.
- **Decisión de la Comisión 79/639/EEC**, de 19 de julio de 1979.

6.3.4.4. Disposiciones generales.

- **Ley 34/1998**, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. (BOE 241-8/10/98).
- **Ley 12/2007**, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. (BOE 158-03/07/07).
- **Real decreto-ley 6/2000**, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. (BOE 151-24/6/00).
- **Real decreto 61/2006**, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y se regula el uso de determinados biocarburantes. (BOE 41-17/02/06).
- **Real Decreto 1716/2004**, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. (BOE 206-26/8/04). (Texto refundido).

- **Real Decreto ley 5/2005**, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública. (BOE 62-14/03/05).
- **Real decreto 1766/2007**, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.(BOE 312-29/12/07).

6.1.3.2. Disposiciones de desarrollo RD 1716/2004.

- Resolución de 30 de marzo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, sobre las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos de CORES y de los sujetos obligados. (BOE 81 - 03/4/2009).
- Orden ITC/543/2005, de 3 de marzo, por la que se establece el calendario para el incremento de las existencias estratégicas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. (BOE 59-10/03/05).
- Orden ITC/3283/2005, de 11 de octubre, por la que se aprueban normas relativas a los deberes de información de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, así como a las facultades de inspección de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. (BOE 255 – 25/10/05).
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 26 de octubre de 2007, por la que se establecen las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de

seguridad de productos petrolíferos de Cores y de los sujetos obligados a partir del 31 de octubre de 2007.

6.3.4.4. Órdenes de nombramiento.

- **Orden de 5 de octubre de 2004**, por la que se procede al nombramiento del Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (BOE 259-27/10/04).
- **Orden ITC/3569/2004, de 5 de octubre**, por la que se nombra Vocal de la Junta Directiva de la Corporación de Reservas Estratégicas de productos Petrolíferos, a don Pedro Miras Salamanca. (BOE 266-4/11/04).
- **Orden ITC/1638/2009, de 12 de junio**, por la que se nombra a don Antonio Moreno-Torres Gálvez Vocal de la Junta Directiva de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. (BOE 148-19/06/09).
- **Orden ITC/2945/2009, de 21 de octubre**, por la que se cesa a don Juan Guía García y se nombra a don Sergio López Pérez Vocal de la Junta Directiva de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. (BOE 265-3/11/09).

6.3.4.5. Estructuras y competencias.

- **Real Decreto 254/2006, de 3 de marzo**, por el que se modifica el Real Decreto 1554/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (BOE 65-17/03/06).
- **Orden ECO/2498/2002, de 3 de octubre**, de delegación de competencias a favor de distintos órganos del Departamento. (BOE 243-10/10/02).

6.3.4.6. Órdenes ministeriales de aprobación de cuotas.

- **Orden ITC/3510/2009, de 29 de diciembre** por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2010. (BOE 314-30/12/09).
- **Orden ITC/3837/2008, de 26 de diciembre**, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2009. (BOE 02-02/01/09).
- **Orden ITC/1377/2009, de 27 de mayo**, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2009. (BOE 131-30/05/09).

6.3.4.7. Resoluciones de la Dirección general de Política Energética y Minas sobre información del sector de hidrocarburos.

- **Resolución de 15 de diciembre de 2008**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen formularios para la remisión de información de los sujetos del sistema de gas natural. (BOE 18 - 21/1/2009).
- **Resolución de 29 de mayo de 2007**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los nuevos formularios oficiales para la remisión de información a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. (BOE 155-29/06/2007).

6.3.4.8. Directivas del Consejo.

- **Directiva 2006/67CE** del consejo, de 24 de julio de 2006, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos (versión codificada). (Diario Oficial de las Comunidades Europeas-24/7/06).
- **Directiva del consejo de 20 de diciembre de 1968** por la que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos (68/414/CEE). (Diario Oficial de las Comunidades Europeas-23/12/68).
- **Directiva del consejo de 19 de diciembre de 1972** por la que se modifica la Directiva del Consejo, de 20 de diciembre de 1968, por la que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos (72/425/CEE). (Diario Oficial de las Comunidades Europeas-28/12/72).
- **Directiva 98/93/CE del consejo de 14 de diciembre de 1998** que modifica la Directiva 68/414/CEE por la que se obliga a los Estados miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o de productos petrolíferos. (Diario Oficial de las Comunidades Europeas-31/12/98).

6.3.4.4 Acuerdos bilaterales.

- **Acuerdo entre el Gobierno del Reino de España y el Gobierno de la República Francesa** relativo a la imputación recíproca de existencias mínimas de seguridad de crudo, de productos intermedios del petróleo y productos petrolíferos, hecho en Madrid el 4 de octubre de 2000. (BOE 252-20/10/00).
- **Acuerdo entre el Reino de España y la República Italiana** relativo a la imputación recíproca de existencias mínimas de

seguridad de crudo, de productos intermedios del petróleo y productos petrolíferos, hecho en Madrid el 10 de enero de 2001. (BOE 28-1/2/01).

- **Acuerdo entre el Reino de España y la República Portuguesa** relativo a la imputación recíproca de existencias mínimas de seguridad de crudo, de productos intermedios del petróleo y productos petrolíferos. (BOE 171-16/07/08).
- **Protocolo del acuerdo de mantenimiento reciproco de EMS entre España y Portugal.** El 22 de enero de 2009 fue suscrito el “Protocolo entre la Dirección General de Energía y Geología y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en el ámbito del Acuerdo celebrado entre la República Portuguesa y el Reino de España sobre el mantenimiento reciproco de reservas de crudo y productos petrolíferos. (Protocolo 22/01/09).

6.3.4.4. Existencias mínimas de seguridad en países de la UE.

- **Orden ministerial de 18 de diciembre de 2000** sobre almacenamiento de existencias mínimas de seguridad en países fuera del ámbito territorial español. (BOE 309-26/12/00).
- **Orden ministerial, de 26 de Julio de 2007** por la que se modifica la Orden de 18 de diciembre de 2000, sobre almacenamiento de existencias mínimas de seguridad fuera del ámbito territorial español. (BOE 186 – 4/08/07).

6.3.4.5. Resoluciones de la Comisión Nacional de Energía.

- **Real decreto 1398/1993 de 4 de agosto**, por el que se determina que la incoación de los expedientes sancionadores en

materia de existencias corresponde a la Comisión Nacional de la Energía. (BOE 189-9/8/93).

- **Resolución de 16 de febrero de 2006, de la Comisión Nacional de Energía**, por la que se establecen a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 y en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales y dominantes en los sectores energéticos.(BOE 59-10/06/2006).

6.4. Contaminación por petróleo. Derrames en el mar.

Un derrame de petróleo o marea negra es un vertido que se produce debido a un accidente o práctica inadecuada que contamina el medio ambiente, especialmente el mar, con productos petroleros. Estos derrames afectan a la fauna y la pesca de la zona marítima o litoral afectado, así como a las costas donde con especial virulencia se producen las mareas negras con efectos que pueden llegar a ser muy persistentes en el tiempo.

Los efectos medioambientales que producen estos derrames de petróleo es que las aves se quedan en la playa para no herirse aún más y se mueren de frío o de hambre, los peces pueden incorporar contaminantes orgánicos persistentes y los depredadores que los consumen transmiten el envenenamiento petrolero de un animal a otro por la cadena alimenticia, poniendo en riesgo la seguridad en la alimentación humana y que el petróleo impregna los sedimentos de las playas y causa su cierre ya que es una amenaza para la salud pública el contacto con la piel.

Económicamente, las mareas de petróleo dejan sin trabajo a miles de marineros y mariscadores, y también, obligan a instituciones y administraciones a realizar un gran esfuerzo económico para ayudar en las labores de limpieza y restauración del desastre.

Los derrames se limpian con "salchichas", unas esponjas largas que absorben la contaminación. A veces se levanta con palancas que raspan el agua o con una manguera que filtra el agua y se recoge en un estanque el petróleo. En las playas se reúnen grupos de voluntariado y agentes del gobierno para hacer limpiezas con palas y a mano. Cuando ocurre en alta mar y el mar está calmado y hay poco viento se puede quemar el aceite. A veces se utilizan detergentes para dispersar o deshacer el contaminante, y microorganismos (biorremediación).

El derrame de petróleo más grande de la historia en agua dulce fue causado por un buque tanque de Shell, en Magdalena, Argentina, el 15 de enero de 1999, contaminando no sólo el agua, sino la flora y la fauna. Más actual es el desastre del Prestige. Ocurrió el 13 de noviembre de 2002 y afectó a las costas de Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco e incluso algunas zonas de costa francesa. Otro ejemplo en alta mar, fue el derrame de la nave Exxon Valdez en la costa de Alaska en los Estados Unidos en 1989. El hábitat todavía se está recuperando hoy día.

6.3.4. Cronología de mareas negras.

Año 1967

- El superpetrolero Torrey Canyon , de 120.000 tn golpeó contra los arrecifes de Seven Stones, al Suroeste de Cornwall (Inglaterra).

Año 1969

- El petrolero "Julius Schindler", por causas desconocidas vertía al mar 92.087 tn. de crudo en el puerto de Punta Delgada, Azores.

Año 1970

- El petrolero liberiano "Al Bacruz" sufre una vía de agua en la sala de máquinas que provoca su hundimiento a 300 millas de las islas Azores, con 20.400 tn. de crudo en su interior.
- El petrolero liberiano "Arrow" de 97.000 tn encalla en medio de una tempestad sobre Roca de Cerberus en Bahía Chedabucto, Nova Escocia (Canadá).
- El "Polycommander", de 50.380 tn., embarrancó y se incendió próximo a las islas Cíes (Vigo - NO (noroeste) de España)
- El Metula de 206.700tn embarrancaba en el estrecho de Magallanes .el Metula, de 206.700 tn., 325 m. de eslora, 47 m. de manga y 19 m. de.
- Navegando por el Canal de la Mancha y para evitar un abordaje, el petrolero "Allegro" colisiona con el petrolero liberiano "Pacific Glory" de 43.000tn.

Año 1971

- El petrolero "Texaco Caribbean" colisionaba en el estrecho de Dover por la espesa niebla con el carguero peruano de 12.000 tn. "Paracas", ocasionando un vertido de 650 tn.
- El petrolero "Wafra" encallaba en un bajo en el Cabo de las Agulhas (Sudáfrica), vertió unas 30.000 tn. de crudo arábigo.
- El petrolero estadounidense "Texaco Oklahoma" naufraga, a cien millas de cabo Hatteras (costa este de EEUU) vertiendo al mar 32.900 toneladas y con un coste humano de 31 vidas.

Año 1972

- El petrolero italiano "Giuseppe Giuletti" naufraga en el Cabo San Vicente (Portugal) con 26.000tn. de gasoil y fuel.
- El petrolero "Trader" naufraga a unas 180 millas al sur de Grecia, perdiéndose 35.000 toneladas de crudo.
- La colisión de dos petroleros liberianos, el "Texanita" y el "Oswego Guardian", en el litoral de Sudáfrica, provocó el derrame de 10.000 toneladas de crudo y petróleo a unos 500 pingüinos.
- El petrolero "Sea Star" se hunde en el Golfo de Amán y 115.000 toneladas de petróleo vierten al mar.

Año 1975

- El petrolero danés "Jakob Maersk" derrama 26.400 Tn en la costa de Portugal..
- El petrolero japonés "Showa Maru" naufraga en el estrecho de Malaca, en el océano Índico, con 237.000 toneladas de petróleo en su interior.

Año 1976

- El petrolero liberiano "Olimpyc Bravery", se partió en dos frente a la costa norte de Quessant, en Francia, provocando un vertido de 1.200 tn.
- El petrolero de bandera liberiana "Saint Peter", con 33.000 tn. de crudo y 300 de fuel oil para su propio consumo, se hundió en el Pacífico Sur.
- El petrolero "Urquiola" derramó 20.000 tn. de crudo, que produjeron graves daños a las costas de las rías de Ferrol , Ares y A Coruña.

- El petrolero alemán "Boehlen", derrama 7.000tn. a lo largo de la Isla de Sein.
- El petrolero "Argo Merchant" se hunde con 27.000 tn en Nantucket Island, Massachussets.

Año 1977

- El petrolero liberiano "Hawaiian Patriot" a 300 millas de la costa de Honolulú tiene un escape de crudo y posteriormente se incendia, se calcula que se derraman 95.000 tn.

Año 1978

- El petrolero de bandera de Liberia "Amoco Cádiz" derramó sus 223.00tn. de crudo frente a las costas francesas de Bretaña.
- El superpetrolero griego de 220.000 tn. "Andros Patria" sufrió un golpe de mar debido al mal tiempo a 30 millas de las islas Sisargas, A Coruña (España). El vertido se estima en 47.000 tn. de crudo que afectaron las costas gallegas.
- El petrolero francés "Betelgeuse", derramó unas 3.000 tn. de crudo mixto árabe, en la bahía de Bantry de la isla de Whiddy (Irlanda).
- El petrolero británico "Kurdistan" cargado con 29.662 tn. de crudo, se agrietó por el cabo Breton al NE de Sydney (Australia).
- El petrolero liberiano monocasco "Gino" o, colisiona en la isla de Ouessant en Bretagne (Francia) con el buque noruego "Team Castor" derramó 32.000 tn. de su carga.
- El pozo petrolífero "IXTOC I" derramó un volumen aproximado de 3.3 millones de barriles de crudo (530.300 tn).
- Se produjo un inmenso vertido debido a la colisión de los superpetroleros "Aegean Captain" (de 200.000 tn) y el " Atlantic

Empress" (de 260.000 tn.), cerca de Trinidad y Tobago, perdiéndose 280.000 toneladas de crudo.

- El petrolero monocasco griego "Ioannis Angelicoussis" sufre una explosión durante las tareas de carga en Cabinda, Angola, vertiendo entre 32 y 37.000 tn. de crudo.
- El petrolero pre-marpol de 50.000 tn. "Patianna" vertió 1.740 tn. de crudo a 11 km. de Dubai, en los Emiratos Árabes.
- El petrolero "SS Chevron Hawaii" se estima que se perdieron 33.000 tn. de crudo.
- El petrolero "Gunvor MAERSK" se incendiaba y vertía 12.000 tn. de fuel oil, en el Amazonas, Brasil.
- El "Burmah Agate" colisionó con el "Mimosa", al SE (sudeste) de Galveston, en el Golfo de México. Se estimó un vertido de hidrocarburo de solo 650.000 litros en el medio marino.
- El superpetrolero de bandera rumana "Independenta" de 166.000 tn. colisiona con el carguero griego "Evriyali" en el Estrecho del Bósforo, se produce una gran explosión y posterior incendio, con el triste balance de 43 muertos, 93.000 tn. de crudo perdidas (entre quemadas y vertidas al Estrecho).

Año 1980

- El petrolero griego "Drenes Serenade" tras sufrir una explosión se hunde provocando un vertido de 102.000 tn. de crudo a la bahía de Navarin, Grecia.
- El petrolero malayo "Tonio" con 26.000 tn. de petróleo tipo 2, se parte en dos en medio de un fuerte temporal próximo a la isla de Batz (Finisterre francés), derramando unas 6.000 tn.
-

Año 1983

- El naufragio del superpetrolero español "Castillo de Bellver" con 252.000 toneladas de crudo ligero frente al cabo de Buena

Esperanza, en la costa sudafricana, provocó el vertido al mar de 50 ó 60.000 tn.

- El petrolero "Nova" provoca un vertido de 68.300 tn. de crudo en el Golfo Pérsico.

Año 1989

- El petrolero "Exxon Valdez" derramó más de 40 millones de litros de crudo (entre 40 y 50.000 tn.) en Prince William Sound, Alaska.
- El petrolero "Puppy" choca contra otro navío a 1.350 millas de Bombay (India). Se derraman 40.000 toneladas.
- El "Khark 5" de bandera iraní con 185.000 tn. de crudo pesado explota a 400 km de las islas Canarias y vierte casi 80.000 toneladas de crudo al Atlántico y a las costas marroquíes.
- El superpetrolero español "Aragón" vertió 25.000 tn cerca del archipiélago de Madeira.

Año 1990

- El petrolero "Cibro Savannah", explota y se incendia (las causas están poco claras todavía hoy) en Linden, New Jersey (EEUU), vertiendo alrededor de 482.000 litros de hidrocarburos.
- El "Mega Borg" derramó 20,5 millones de litros de hidrocarburos a 60 millas al sur-sureste de Galveston, Texas (EEUU).
- El petrolero "Júpiter", que transportaba gasolina, arde por completo en City Bay, Michigan (EEUU), por un incendio declarado abordo.

Año 1991

- Irak arrojó al golfo Pérsico unos 11 millones de barriles de crudo de los pozos de Kuwait para dificultar el desembarco aliado.
- El petrolero chipriota "Haven" derramó 80.000 toneladas de crudo en Génova.
- El superpetrolero "ABT Summer" con 260.000 tn. de crudo sufrió una explosión a 700 millas de Angola.

Año 1992

- El petrolero "Katina P" con 72.000 tn. de crudo se hunde frente a la embocadura de la bahía de Maputo (Mozambique):
- El petrolero "Mar Egeo" petrolero encalla frente a la costa de A Coruña donde se incendia y hunde posteriormente. El crudo vertido ronda las 66.800 tn.

Año 1993

- El petrolero "Braer" naufraga en la costa de las Islas Shetland, vertiendo 85.000 toneladas de petróleo.
- El superpetrolero "Maersk Navigator" colisionó contra el japonés petrolero "Sanko Honor", se vertieron 25.000 tn de crudo, frente a la isla Indonesa de Sumatra.
- Colisionaron tres buques en la bahía de Tampa, Florida; el "Bouchard" B155, el *Balsa 37* y el *Ocean 255*. El Bouchard B155 derramó alrededor de 8.000 barriles de fuel.
- Un submarino francés de propulsión nuclear y un petrolero colisionaron en el golfo de Fos-sur-Mer, en la costa mediterránea gala, y unas 2.800 toneladas de hidrocarburos se derramaron en el mar.

Año 1994

- El petrolero maltés "Cosmas" explotó en el mar de China, cuando transportaba 23.000 toneladas de crudo.
- El petrolero "Nassia", con 98.000 toneladas de crudo, y el carguero "Shipbroker", se incendiaron tras chocar en el Estrecho del Bósforo, El balance de la tragedia fue de 29 hombres muertos y 20.000 toneladas de crudo se vertieron al mar.
- El buque factoría ruso "Pionersk" vertió 600tn de fuel en Escocia.
- El petrolero "New Wordl", colisiona con el carguero chipriota "Ya Mawlaya" a 200 millas al suroeste de Portugal. El incidente provoca el vertido de 11.000 tn. al mar.

Año 1996

- El petrolero "Sea Empress" de 147.000 tn embarrancó en la costa suroeste de Gales. El vertido fue cerca de 73.000 toneladas de crudo.

Año 1997

- El petrolero ruso "Najodka", vertió 19.000 toneladas de crudo, causando graves daños a la industria pesquera, reservas naturales, playas...
- El petrolero "San Jorge" encalló fa las afueras del Río de la Plata, vertiendo al mar parte de las 80.000 toneladas de petróleo.
- El petrolero "Allegra" colisiona en el Canal de la Mancha y vierte entre 800 y 900 tn. de aceite que al contacto con el mar solidifica formando una gran mancha viscosa.

Año 1999

- El petrolero "Erika" se hundía tras partirse en dos al suroeste de Penmarch (Finistère, Francia), provoca un desastre ecológico al verter aproximadamente 10.000 tn. de petróleo

Año 2000

- El petrolero "Natuna Sea" vierte 7.000 toneladas de crudo frente al estrecho de Singapur.
- El carguero chino "Coral Bulker" en el muelle de abrigo de Viana do Castelo (Portugal), transportaba madera y casi 700 tn. de fuel, las cuales una parte fueron vertidas al mar.

Año 2001

- El buque tanque "Jessica" de bandera ecuatoriana, embarrancó frente al archipiélago de las Islas Galápagos, en Ecuador. Produce un derrame de más de 500.000 litros de combustible.
- El choque entre los buques "Tern" carguero con azúcar y el petrolero "Baltic Carrier" provoca el vertido de 2.700 toneladas de fuel pesado 380, frente a las costas de Dinamarca.

Año 2002

- El superpetrolero "Limburg", cargado con 57.000tn de crudo pesado, sufre un atentado a 3 km. de la terminal de d'Ash Shihs provocando un incendio.
- El petrolero "Prestige" se hunde con 77.000 toneladas cerca de Galicia que afecta también a Francia.

Año 2003

- El petrolero "Tasman Spirit" de pabellón griego, encalla a la entrada del puerto de Karachi vertió 28.000 tn.

Año 2004

- El buque tanque "Vicuña", sufre una explosión en el puerto de Paranagua (Brasil). El balance final es la muerte de 4 tripulantes, el derrame de 400tn de fuel y más de 4.000tn de metanol....
- Cerca de la desembocadura del Río Perla, al noroeste de Hong Kong-China, la colisión del buque panameño "Hyundai Advance" con el portacontenedores alemán "MSC Ilona" provoca un derrame de 530tn.
- En Anchorage, Alaska el carguero "Selendang Ayu" se partía en dos tras chocar con un arrecife, derramando más de 2 millones de litros de fuel pesado (tipo nº 6) y 85.000 litros de gas-oil.
- El petrolero "Al-Samidoun" colisiona en el canal de Suez derramando 8.500 tn.
- El petrolero monocasco "Athos 1", derramaba 1.800 tn de petróleo al río Delaware, Filadelfia...

Año 2006

- El buque tanque "Grigorous I" colisiona con un muelle a 40 km de Suez provocando un derrame de 3.000 tn.
- El carguero "Ocean Seraya" encalla en los bajos Oyster Rock (Isla de Devgad , Karwar, India) provocó la pérdida de parte de las 640 tn. de fuel y 40 de gasoil para consumo propio que transportaba
- El petrolero "Solar 1" se hunde cerca de la isla Guimaras, Filipinas, con 2,4 millones de litros de petróleo.

- "The Bright Artemis" superpetrolero colisionó con el carguero "Amar" y provocó un derrame de 4.500tn. de crudo al Oeste de las Islas Nicobares (India).

Año 2007

- El petrolero de río "Volgoneft-139" se partió en dos en aguas del estrecho de Kerch debido a una fuerte tormenta, provocando el derrame de más de 2.000tn.
- La colisión de la gabarra surcoreana "Samsung I" al partir su remolque y el petrolero "Hebei Spirit", provocó la pérdida de 10.500 tn. En Corea del Sur.
- En el Mar del Norte a 200km de Noruega mientras se trasvasaba crudo de la plataforma "Statfjord-A" al petrolero " Navion Britannia" se rompe la manguera de carga y se produce un derrame de 4.400 m³ de petróleo al mar.

Año 2009

- El petrolero "Kashmir". colisiona con el portacontenedores "Sima Buoy" ambos salían del puerto de Jebel Ali, en Emiratos Árabes Unidos. El derrame no ha podido ser cuantificado..
- La plataforma de perforación "West Atlas" vertió de forma continuada al mar de Timor 64 tn. por día, entre Asia y Oceanía.
- El carguero "Gulser Ana" se hundía en Faux Cap al sur de Madagascar, transportaba 39.000tn. de fosfatos, 568 tn. de fuel, 66 tn. de diesel y 8tn. de lubricante, la mayor parte de los cuales acabarán lentamente en el Océano Índico.

Año 2010

- En el golfo de México, el 22 de abril se produjo una explosión y hundimiento de una plataforma del grupo BP, produciendo una mancha de una circunferencia de 960km amenazando con convertirse en una de las peores catástrofes ecológicas de Estados Unidos.