Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Tierra del Fuego
INGENIERÍA QUÍMICA

# PROYECTO FINAL

## LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

**Miguel Angel Luz, Paz Ignacio Gabriel**

Universidad Tecnologica Nacional

Facultad Regional Tierra del Fuego.

Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Tierra del Fuego
INGENIERÍA QUÍMICA

# Introducción al petróleo

## Estructura del petróleo

El petróleo está formado principalmente por hidrocarburos, que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos. Junto con cantidades variables de derivados 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 ($C_6H_{12}$). 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 ($C_6H_6$) 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".

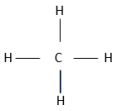
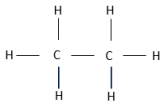
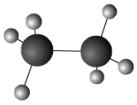
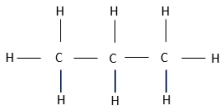
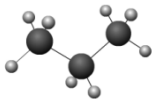
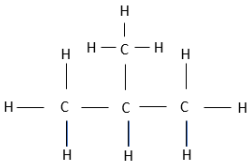
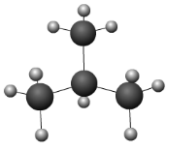
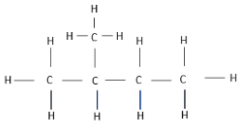
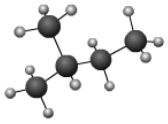
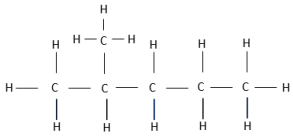
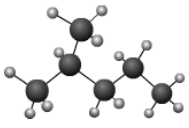
**Dienos**: Son moléculas lineales o ramificadas que contienen dos enlaces dobles de carbono. Su fórmula general es $C_nH_{2n-2}$.

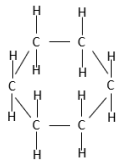
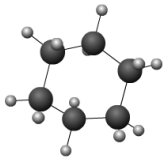
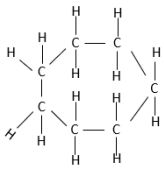
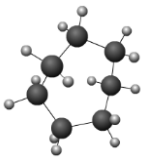
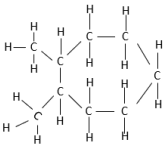
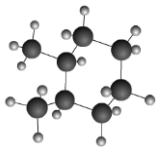
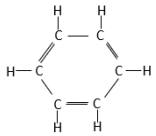
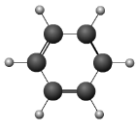
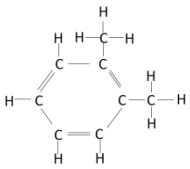
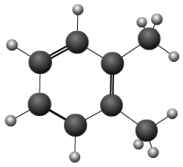
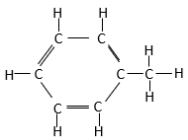
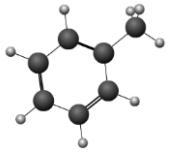
**Alquinos**: moléculas lineales o ramificadas que contienen un enlace triple de carbono. Su fórmula general es: $C_nH_{2n-2}$. Tienen terminación –"ino".

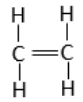
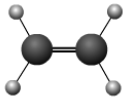
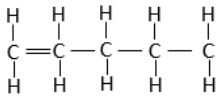
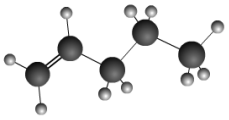
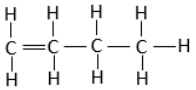
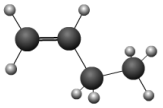
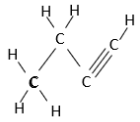
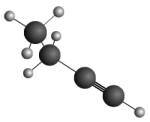
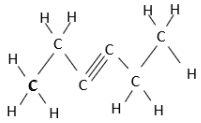
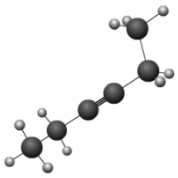
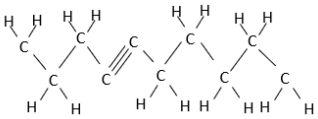
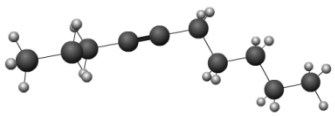
En condiciones normales es un líquido bituminoso que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color y viscosidad (desde amarillentos y poco viscosos como la gasolina hasta líquidos negros tan viscosos que apenas fluyen), densidad (entre 0,66 g/ml y 0,95 g/ml), capacidad calorífica, etc. Estas variaciones se deben a la diversidad de concentraciones de los hidrocarburos que componen la mezcla.

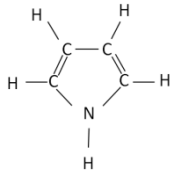
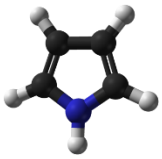
Figura 1. Cambios en las características fisicoquímicas según composición de hidrocarburos.

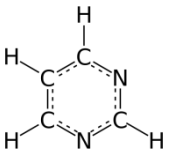
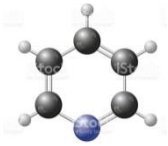
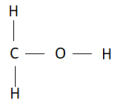
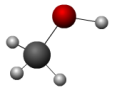
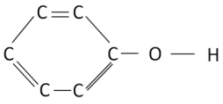
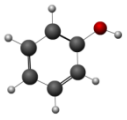
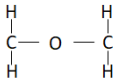
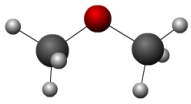
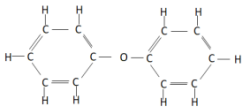
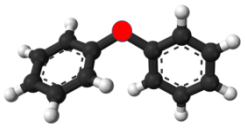
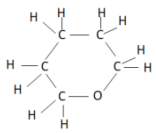
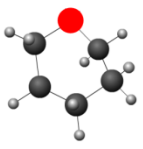
## Configuraciones típicas de los hidrocarburos

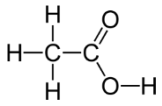
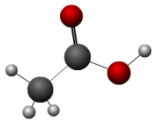
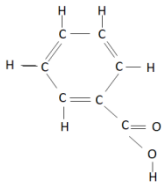
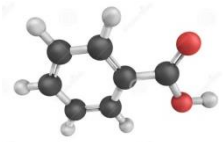
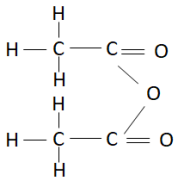
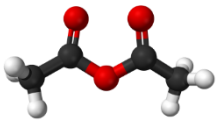
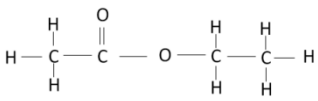
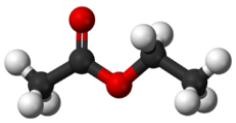
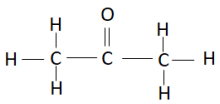
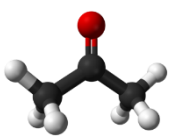
| **Parafinas normales** | | |
|---|---|---|
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $CH_4$ Metano |  | |
| $C_2H_6$ Etano |  |  |
| $C_3H_8$ Propano |  |  |
| **Isoparafinas** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_4H_{10}$ Isobutano |  |  |
| $C_5H_{12}$ Isopentano |  |  |
| $C_6H_{14}$ Isohexano |  |  |

| **Naftenos** | | |
|---|---|---|
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_5H_{12}$ Ciclohexano |  |  |
| $C_7H_{14}$ Cicloheptano |  |  |
| $C_8H_{16}$ 1,2Dimetilciclohexano |  |  |
| **Aromáticos** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_6H_6$ Benceno |  |  |
| $C_8H_{10}$ o-Xileno |  |  |
| $C_7H_8$ Tolueno |  |  |
| **Olefinas** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |

| | | |
|---|---|---|
| $C_2H_4$ Eteno |  |  |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_5H_{10}$ Penteno |  |  |
| $C_4H_8$ Buteno |  |  |
| **Alquinos** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_4H_6$ Butino |  |  |
| $C_6H_{10}$ 3- Hexino |  |  |
| $C_{10}H_{10}$ 4- Decino |  |  |
| **Compuestos de nitrógeno** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |

| | | |
|---|---|---|
| $C_4H_5N$ - Pirrol |  |  |

| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
|---|---|---|
| $C_5H_5N$ - Piridina |  |  |
| **Compuestos de oxigeno** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $CH_3O$- Metanol |  |  |
| $C_6H_6O$- Fenol |  |  |
| **Éteres** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_2H_6O$ - Dimetileter |  |  |
| $C_{12}H_{10}O$ - Difenileter |  |  |
| $C_5H_{10}O$ Tetrahidropirano |  |  |

| **Ácidos carboxilicos** | | |
|---|---|---|
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_2H_4O_2$– Ácido acético |  |  |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_7H_6O_2$- Benzoico |  |  |
| **Anhídridos** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_4H_6O_3$- Anhídrido acético |  |  |
| **Esteres** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_4H_8O_2$-Etanoato de etilo |  |  |
| **Cetonas** | | |
| Formula | Formula desarrollada | Molécula 3D |
| $C_3H_6O$- Acetona |  |  |

## Origen del petróleo

Hipótesis inorgánica

Esta hipótesis, elaborada por el científico Dimitri Mendeleiev, sostiene que el petróleo se originó por la acción del agua sobre acetiluros metálicos con producción de metano y acetileno.

La presión y la temperatura originaron luego otras reacciones y polimerizaciones formando los otros componentes del petróleo.

Diversas informaciones de origen geológico (en los yacimientos de petróleo se han hallado siempre restos fósiles de animales y vegetales) han hecho que esta teoría fuera casi abandonada.

Hipótesis orgánica

Existen dos hipótesis que comparten criterios, una elaborada por el científico Kramer sobre el origen del petróleo a raíz de la descomposición vegetal, y otra elaborada por el científico Engler sobre el origen del petróleo a raíz de la descomposición animal.

Según estas teorías el petróleo se formó por descomposición lenta a presión y temperatura elevada y de grandes depósitos de algas marinas (Hipótesis Vegetal) o de restos de pequeños animales (Hipótesis Animal).

Durante la era terciaria en el fondo de los mares se acumularon resto de peces, invertebrados y de algas, quedando sepultados por la arena y las arcillas sedimentadas. Las descomposiciones provocadas por microorganismos, acentuadas por altas presiones y elevadas temperaturas posteriores, dieron origen a hidrocarburos. Al comenzar la era cuaternaria los movimientos orogénicos convulsionaron la corteza terrestre y configuraron nuevas montañas, la cordillera de los andes entre ellas. Los estratos sedimentarios se plegaron y el petróleo migró a través de las rocas porosas, como las areniscas, hasta ser detenido por anticlinales –pliegues con forma de A mayúscula- y por fallas que interrumpieron la continuidad de los estratos.

El petróleo ocupa los intersticios de rocas sedimentarias muy porosas, acompañado habitualmente de gas natural y de agua salada.

# Prospección geológica

## Campo de estudio de la prospección geológica

El campo de estudio de las prospecciones corresponde a los efectos producidos por rocas y minerales metálicos en áreas anómalas, destacando entre estos: la fuerza de atracción gravitatoria, la desintegración radiactiva, las corrientes eléctricas espontáneas, la resistencia eléctrica de los suelos, la rapidez de las ondas sísmicas, etc.

El mapeo de una anomalía geofísica puede significar el descubrimiento de una formación geológica apta para explotación industrial. Además, la información punto a punto entregada por una prospección permite caracterizar cuantitativamente el terreno prospectado de acuerdo con ciertos parámetros físicos, lo que es un valioso apoyo para tomar decisiones correctas relacionadas con el uso del suelo.

## Métodos de prospección

### *Estudios Gravimétricos:*

Son aquellos que consisten en medir la intensidad de la fuerza gravitatoria de la Tierra, la cual puede cambiar cuando se está en presencia de grandes masas mineralizadas.

Figura 2. Método gravimétrico.

El método está basado en el estudio de la variación del componente vertical del campo gravitatorio terrestre. Se delimita un área y se realizan las mediciones correspondientes para trazar un mapa gravimétrico.

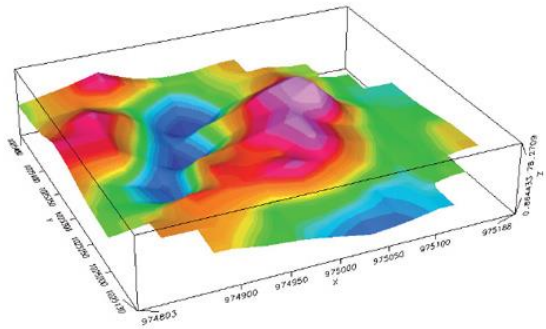


Figura 3. Mapa gravimétrico.

### *Estudios Sismológicos:*

Consisten en producir artificialmente ondas sísmicas con una explosión pequeña o el impacto sobre la superficie de un objeto de gran peso (a veces, portado por un camión especial para esta tarea). Estos estudios detectan muy bien la presencia de hidrocarburos.

El análisis de muchas curvas camino/tiempo permite encontrar las primeras llegadas de diversas ondas mecánicas. A partir de estos datos se puede deducir directamente la rapidez de cada onda, el espesor de cada estrato y la subtopografía.

Produciendo artificialmente un pequeño terremoto y detectando los tiempos de llegada de las ondas producidas, una vez reflejadas o refractadas en las distintas formaciones geológicas, se puede obtener una imagen muy aproximada de las discontinuidades sísmicas. Estas discontinuidades coinciden generalmente con las discontinuidades estratigráficas.

Existen dos tipos de métodos sísmicos:

- Método sísmico de reflexión:
  Es el más utilizado en prospección petrolífera ya que permite obtener información de capas muy profundas. Permite definir los límites del acuífero hasta una profundidad de 100 metros, su saturación (contenido de agua), su porosidad. Permite también la localización de los saltos de falla.

- Método sísmico de refracción:
  Es un método de reconocimiento general especialmente adaptados para trabajos de ingería civil, prospección petrolera, y estudio hidrogeológicos. Permite la localización de los acuíferos (profundidad del sustrato) y la posición y potencia del acuífero bajo ciertas condiciones.

### *Estudios Eléctricos:*

En la búsqueda y aplicación de los métodos para detectar las posibles acumulaciones de minerales e hidrocarburos, los científicos e investigadores no cesan en sus estudios de las propiedades naturales de la tierra, con este fin han investigado las corrientes telúricas, producto de variaciones magnéticas terrestres o han inducido artificialmente en la tierra corrientes eléctricas, alternas o directas, para medir las propiedades físicas de las rocas.

Básicamente el principio y sistema de registros de pozos originalmente propuesto por los Schlumberger consiste en introducir en el pozo una sonda que lleva tres electrodos (A,M,N). Los electrodos superiores M y N están espaciados levemente y el tercero, A, que transmite corriente a la pared del hoyo, está ubicado a cierta distancia, hoyo abajo, de los otros dos. Los electrodos cuelgan de un solo cable de tres elementos que va enrollado en un tambor o malacate que sirve para meter y sacar la sonda del pozo, y a la vez registrar las medidas de profundidad y dos características de las formaciones: el potencial espontáneo, que da idea de la porosidad y la resistividad que indica la presencia de fluidos en los poros de la roca.

La corriente eléctrica que sale de A se desplaza a través de las formaciones hacia un puente de tierra, que en este caso es la tubería (revestidor) que recubre la parte superior de la pared del pozo. El potencial eléctrico entre los electrodos M y N es el producto de la corriente que fluye de A y la resistencia (R) entre los puntos M y N.

La influencia del fluido de perforación que está en el hoyo varía según la distancia entre M y N. Si la distancia es varias veces el diámetro del hoyo, la influencia queda mitigada y la resistividad medida es en esencia la resistividad de la roca en el tramo representado.

El ensayo puede realizarse en forma de sondeo eléctrico, buscando la variación de la resistividad con la profundidad. Para ello se hacen diferentes medidas variando la distancia entre los electrodos y manteniendo el centro de la alineación de los cuatro electrodos en un punto fijo.

Al incrementar la distancia aumenta la profundidad alcanzada por las líneas de corriente, englobando, por tanto, una mayor profundidad de suelo. Si la resistividad crece, puede concluirse que hay un estrato profundo de mayor resistividad, sucediendo lo contrario si la resistividad decrece al aumentar la separación. La profundidad hasta la que puede aplicarse es de unos 20 metros.

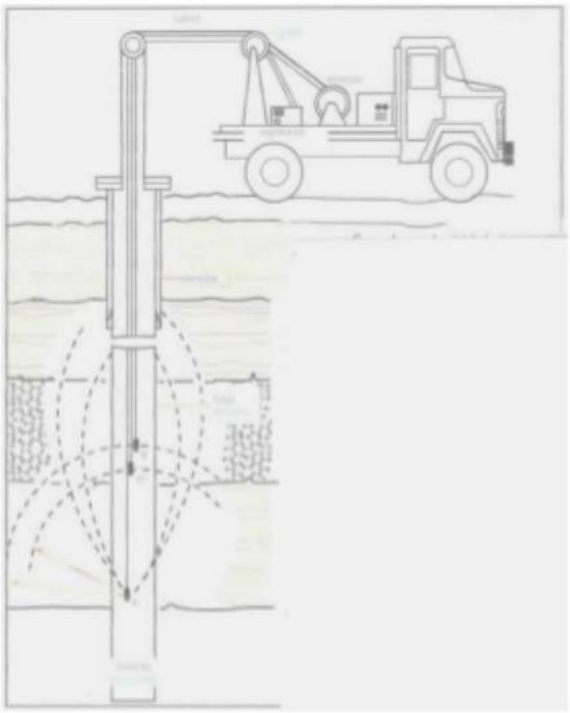


Figura 4. Método de sondeo vertical.

Dentro de los sondeos resistivos encontramos:

- Sondeo electrico vertical (SEV)
- Calicatas electricas
- Metodos dipolares
- ERT Tomografia electrica
- En general:

➢ Wenner Alpha/Beta/Gamma
➢ Wenner Schlumberger

- Dipolo-Dipolo, Polo-Dipolo, Polo-Polo
- MSG
- SP: Potencial natural entre otros.

Sondeo eléctrico vertical SEV

El método geofísico empleado para la obtención de la resistividad de los materiales del subsuelo es el eléctrico, en su modalidad de sondeo eléctrico vertical (SEV), con arreglo interelectródico tipo Schlumberger, para lo cual se utilizan 4 electrodos de acero inoxidable, 2 (A, B), llamados de corriente, que son los que transmiten la corriente eléctrica al terreno; para este caso la máxima abertura fue de 50 m y el otro par son los electrodos denominados de potencial (M, N), los cuales reciben la diferencia de potencial que surge al recibir la corriente eléctrica, y conectados al aparato, se procesan los datos presentando los valores de resistividad aparente, los cuales a su vez multiplicados por una constante de proporcionalidad de acuerdo al arreglo y espaciamiento utilizados, se grafican obteniendo una curva de resistividad contra profundidad de exploración.

Aplicaciones SEV:

- Cambios litológicos horizontales
- Techo de roca sana
- Detección de cavidades
- Profundidad y espesor de relleno
- Cuerpos Conductivos
- Estudios para tomas de tierra
- Detección de plumas de contaminación
- Caracterización de vertederos
- Localización de restos arqueológicos

Calicatas eléctricas

La finalidad de las calicatas eléctricas (CE) es obtener un perfil de las variaciones laterales de resistividad del subsuelo fijada una profundidad de investigación. Esto lo hace adecuado para la detección de contactos verticales, cuerpos y estructuras que se presentan como heterogeneidades laterales de resistividad.

Orellana (1982) resalta que la zona explorada en el calicateo eléctrico se extiende desde la superficie hasta una profundad mas o menos constante, que es función tanto de la separación entre electrodos como de la distribución de resistivdades bajo ellos.

Experimentalmente, la calicata electrica consiste en trasladar los cuatro electrodos del dispositivo a lo largo de un recorrido, manteniendo su separación, obteniendose un perfil de resistividadees aparentes a lo largo de aquél.

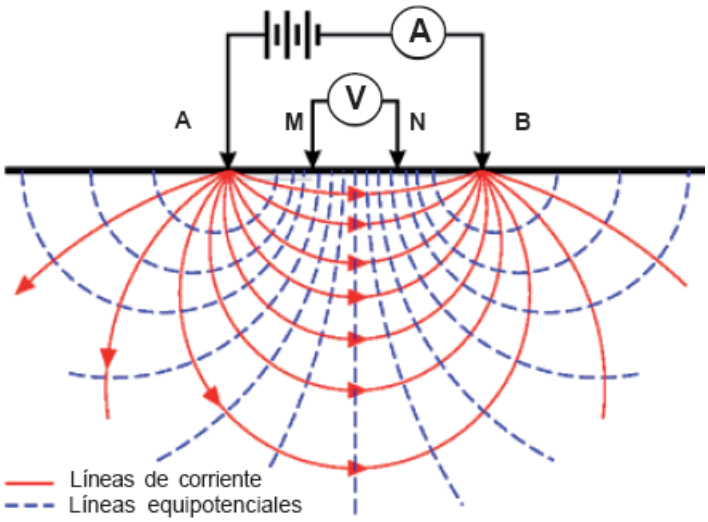



Figura 5. Campo de potenciales eléctricos.

## *Estudios Magnetométricos*

Éstos se basan en medir variaciones en el campo magnético de la Tierra a fin de detectar minerales como la magnetita que alteran el campo magnético.

## *Estudios Radiométricos*

Consisten en efectuar mediciones de las radiaciones que se emiten desde el interior de la Tierra. Resulta apropiada para detectar la presencia de minerales como el radio o el uranio.

## *Otros métodos de prospección geofísica*

- Resonancia Magnetica protónica.
  Sirve para medir de manera directa la presencia de agua en las zonas saturadas y/o no saturadas de los acuíferos.
- Geo-Radar O GRP
  Es un método eléctrico particular utilizando fuentes de corriente alterna donde se usa la reflexión de ondas electromagnéticas de muy alta frecuencia (80 a 500 MHz). Permite, de manera versátil y rápida, la investigación a poca profundidad del subsuelo.
- Tomografía electromagnética por radio-ondas.
- Método magnetotelúrico.
  Permiten definir los límites de acuíferos, zonas de alta transmisividad, variaciones de permeabilidad y la localización de sistemas de fracturas.
- Polarización inducida.
  Este método está basado en el estudio de la cargabilidad del subsuelo. Permite la localización de contaminación por hidrocarburos.
- Métodos Radiometricos
  Se utilizan sensores radiactivos, lo que permite medir procesos radiactivos naturales y artificiales.
- Métodos Geoquímicos

Determinación de concentraciones de los diversos elementos químicos. Algunas pruebas son: Estudios microscópicos de la estructura cristalina, Cromatógrafo de gases, espectrógrafo óptico de emisión, determinación de la distribución isotópica mediante espectrómetros de gases.

- Métodos Geotérmicos

  Estudio de los gradientes de temperatura del terreno.

Resumen de los métodos más comunes

| Métodos | Principios | Parámetros obtenidos |
|---|---|---|
| Geoeléctrico | Conductividad o resistividad eléctrica | Geometría del acuífero (profundidad de formaciones impermeables y estructura del subsuelo), extensión lateral, propiedades de las formaciones (arena-arcilla), salinidad del agua, plumas de contaminación |
| Sísmica de Refracción | Velocidad de propagación de un esfuerzo mecánico | Depósitos secos-saturados, espesores de diferentes estratos y detección de zonas de fracturamiento |
| Sísmica de Reflexión | Velocidad de propagación de un esfuerzo mecánico | Zonas de fallas, cartografías de estructuras de recubrimiento |
| Gravimetría | Densidad | Relleno-basamento |
| Magnetometría | Susceptibilidad magnética | Geometría del acuífero (profundidad de formaciones impermeables y estructura del subsuelo), extensión lateral |
| Electromagnetismo | Conductividad o resistividad eléctrica y magnetismo | Localización de las áreas más conductivas, detección de fracturas que no afloran en superficie |

# Exploración

## Introducción

En la búsqueda y estudios de yacimientos de substancias útiles como el petróleo, se desarrollan las técnicas físicas y matemáticas de la geología. Algunos de los métodos más utilizados en la exploración son:

- Métodos sismológicos.
- Métodos gravimétricos.
- Estudios magnetométricos.
- Estudios Radiométricos.

## Yacimiento de petróleo

Los yacimientos son acumulaciones de gas y petróleo en el subsuelo. Para que se formen es necesario que se den determinadas condiciones que darán forma a estas acumulaciones.

Lo que se denomina “la génesis petrolera”, consta de 7 etapas fundamentales, ineludibles y, sobre todo, muy lentas.

1. En primer lugar, hace falta materia capaz de transformarse en petróleo, y en cantidad suficiente: es la roca madre.
2. Luego, se deben reunir las condiciones propicias para la transformación (maduración) de este potencial en petróleo y en gas.
3. Más adelante, estos muy nuevos petróleos y gas efectúan desplazamientos (migraciones) hacia la superficie.
4. Durante esta migración, es necesario que encuentren una roca apta para acumular grandes cantidades: el reservorio.
   "Reservorio": es el término utilizado por los científicos para describir el lugar en donde se concentran el petróleo y el gas. De hecho, un reservorio se forma en una piedra, es decir un elemento sólido que tiene muy pequeños poros en donde se acumulan el petróleo y el gas. Es a partir de rocas de este tipo que obtenemos el petróleo y el gas que utilizamos todos los días.
5. Este reservorio debe ser estanco. Para ello será necesaria una barrera (cobertura), una roca impermeable que impedirá al petróleo y al gas seguir su camino. Esta roca, es la roca cobertura.
6. Luego, para acumular cantidades de petróleo o de gas rentables para la explotación, el subsuelo deberá presentar una forma (una geometría cerrada) lo suficientemente grande: es la trampa.
7. Finalmente, una vez anidados en su trampa, el petróleo y el gas no deberán ser desestabilizados por agresiones externas. Hacen falta buenas condiciones de conservación.

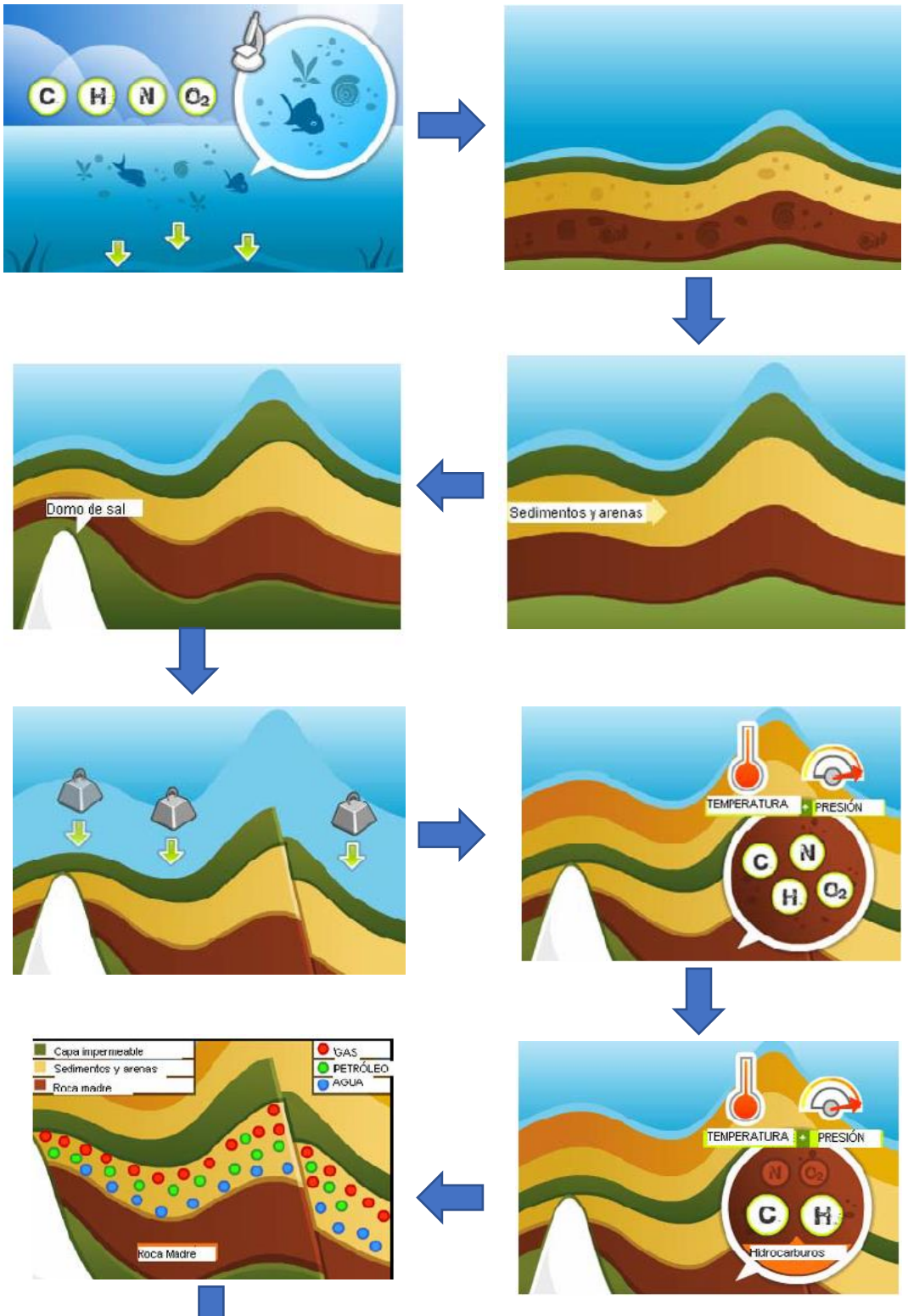



Figura 6. Proceso de formación del yacimiento.

## *Roca Madre*

En algunos casos, la materia de los seres muertos circula por el fondo de los mares. En ese medio muy calmo y poco oxigenado, se mezcla con materias minerales (partículas de arcilla, arenas muy finas, etc.) para formar lodos oscuros y malolientes. Este mal olor caracteriza la actividad de las bacterias anaerobias (que no necesitan aire para vivir).

Esta materia orgánica mezclada con sedimentos minerales se acumula poco a poco.

Para producir más tarde grandes cantidades de petróleo o de gas, es necesario que la proporción de materia orgánica sea suficiente, es decir de al menos 1 a 2 %, para constituir la roca madre de nuestro petróleo.

## *Sedimentación*

Los sedimentos que se acumulan en el fondo del mar terminan, poco a poco, por espesarse. Se trata de un fenómeno muy lento. De algunos metros a unos cientos de metros por millón de años, la roca madre se hunde poco a poco bajo la acumulación de los sedimentos que se siguen depositando.

A medida que la roca madre se hunde, el calor, ya que la temperatura del subsuelo aumenta en promedio 3º C cada 100 m. A la vez, la materia orgánica resulta cada vez más aplastada por el peso de los sedimentos y la presión aumenta 25 bares cada 100 m. La materia orgánica evoluciona muy lentamente, los átomos de carbono y de hidrógeno se reorganizan, se asocian. El nitrógeno, el azufre y el fósforo, otros elementos esenciales para la vida, se eliminan poco a poco; la materia orgánica se transforma en Querógeno.

Hacen falta aproximadamente 100° C para que el Querógeno comience a generar hidrocarburos líquidos, petróleo y gas. Esto corresponde en líneas generales a una profundidad de 2.000 m a 3.800 m. El enterramiento continúa y la producción de hidrocarburos líquidos alcanza un máximo. Los líquidos producidos se vuelven más livianos y tienden cada vez más hacia el gas. Entre 3.800 m y 5.000 m, el Querógeno comienza a producir el más liviano de los hidrocarburos, el gas metano. Poco a poco, la roca madre ha producido entonces líquidos para terminar en gas y, finalmente, llegar al agotamiento de su potencial. El intervalo de profundidades en los que produce líquidos/gas se denomina ventana. Ventana del petróleo a aprox. 60°-120 °C, Ventana del gas natural a aprox. 120

La proporción de líquidos y de gas producidos depende de la naturaleza de la roca madre. Por ejemplo, si los restos orgánicos que la componen son principalmente de origen animal, producirá proporcionalmente muchos más líquidos. Inversamente, si hay mayor proporción de restos vegetales, produce sobre todo gas y pocos líquidos.

Ejemplo, tomando petróleo generado a 3.000 m de profundidad. Calculando una sedimentación promedio de 50 m por millón de años. Habrán sido necesarios 60 millones de años para que estos restos orgánicos se transformen en hidrocarburos líquidos.

## *Migración*

Los hidrocarburos recién nacidos son moléculas de tamaño pequeño, y ocupan más lugar en la roca madre que el Querógeno original. Por lo tanto van a ser expulsados permanentemente hacia las rocas que rodean a la roca madre. Comienzan un lento ascenso hacia la superficie, la

migración. Si pueden, se deslizan entre las partículas minerales de las rocas para subir verticalmente. Su velocidad de migración depende de la capacidad de cada roca que se atraviese para dejar circular los fluidos. Esta capacidad se denomina la permeabilidad.

Si una roca impermeable los detiene, siguen una vía lateral a lo largo de esta roca. Las moléculas de gas, más pequeñas y más móviles, suben más rápido y se deslizan mejor en las rocas poco permeables.

Una parte de los hidrocarburos, sobre todo del gas, se disuelve en el agua que impregna las rocas que atraviesa. Otra parte queda pegada a los granos de las rocas atravesadas.

### *Roca reservorio.*

El petróleo y el gas se forman en una cuenca sedimentaria. Nacen y luego migran por las rocas sedimentarias. Estas rocas tienen una característica común: todas ellas se depositaron finalmente en el agua de un océano, de un mar, de una laguna o de un lago, en forma de granos. Estos granos pueden ser muy gruesos (gravilla, por ejemplo), más finos (arenas) o de tamaño minúsculo, formando lodos. Están en contacto unos con otros, pero entre ellos queda un vacío, espacio que define la porosidad de una roca. Esta porosidad se mide en porcentaje del volumen total de la roca. La porosidad de un cuerpo sedimentario es un parámetro fundamental que va a permitir realizar los primeros cálculos cuando se evalúa un descubrimiento de hidrocarburos.

¿Cuál es la razón por la cual los petroleros se interesan tanto en la porosidad y en la permeabilidad de las rocas? Simplemente porque, para que una roca contenga grandes cantidades de petróleo o de gas, debe tener una buena porosidad (suficiente vacío en el cual, en un momento, los hidrocarburos van a reemplazar al agua) y una buena permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan desplazarse rápidamente cuando van a ser bombeados para su explotación). Una roca que tenga a la vez buena porosidad y buena permeabilidad es un reservorio. Cuanto mejores sean estas dos características petrofísicas de la roca, mejor será el reservorio. Si la roca está fracturada, sus cualidades como reservorio serán mejores.

### *Roca cobertura*

Una vez que los hidrocarburos empiezan a atravesar un reservorio, es necesaria una barrera para detenerlos. Si no, seguirían su ascenso y el reservorio sólo serviría como zona de tránsito en la cual no se podrían acumular.

Para detener los hidrocarburos, hace falta una roca impermeable encima del reservorio, denominada la cobertura. Las rocas de cobertura son a menudo arcillas y a veces capas de sal cristalizadas.

### *Trampa de hidrocarburos*

Una vez que llegan bajo la cobertura, los hidrocarburos se deslizan por los espacios por los cuales pueden seguir subiendo, en todos los puntos de fuga.

Hace falta entonces un volumen cerrado importante para que los hidrocarburos se acumulen en cantidad suficiente y que se puedan explotar de manera rentable.

Este volumen cerrado se denomina trampa.

### *Preservación*

Cuando una acumulación de petróleo se encuentra demasiado cerca de la superficie, las aguas de lluvia terminan siempre por tomar contacto con ella.

Esta agua le aporta oxígeno y bacterias voraces que comienzan a atacarla lo cual provoca una disminución muy importante de la proporción de hidrocarburos líquidos livianos y medios, así como una liberación de gas. Al cabo de cierto tiempo, sólo quedarán los hidrocarburos pesados y viscosos, de difícil explotación.

Las bacterias responsables de las alteraciones no pueden sobrevivir a una temperatura superior a los 50/55° C. El petróleo se mantiene por lo tanto protegido mientras la temperatura se mantenga por encima de este valor.

Las acumulaciones situadas a mayor profundidad, no por ello están más protegidas. Esta vez, la amenaza es el movimiento de las rocas. Los movimientos tectónicos, si se produjeran, pueden destruir la trampa, reduciendo o anulando fuertemente su cierre, o, lo más frecuente, rompiendo la cobertura por fracturas o fallas en las cuales los hidrocarburos entrampados van a precipitarse y escapar.

### *Exploración*

Las trampas petroleras potenciales están en las profundidades de la tierra. Las que son directamente visibles desde la superficie han sido perforadas desde hace tiempo. Para localizar las trampas potenciales, se recurre a una suerte de ecografía del subsuelo: La sísmica de reflexión.

El principio de la sísmica de reflexión es simple: Se envían ondas al suelo, provocadas por una explosión por una masa que cae sobre el suelo. Estas vibraciones se desplazan en todas direcciones.

Cuando encuentran una capa geológica, una parte de las ondas se refleja (como en un espejo) y vuelve a la superficie; otra parte de estas ondas se refracta, y va más hacia las profundidades. Y así siguiendo.

Al ubicar receptores muy sensibles (los geófonos) a distancia del emisor, se recupera y registra entonces una serie compleja de ondas. Las primeras en llegar son las que se desplazaron por la superficie, luego vienen las que se reflejaron sobre la primera capa geológica, luego las que se reflejaron sobre la segunda, y así siguiendo. De este modo se mide el tiempo que le insumió a una onda, reflejada sobre una capa geológica, el desplazamiento desde el emisor hasta el receptor. Si se desplazan el emisor y el receptor varias veces, se logra construir una imagen en tiempo y en dos dimensiones (2D) del subsuelo y de las capas geológicas.

Figura 7. Emisión de ondas.

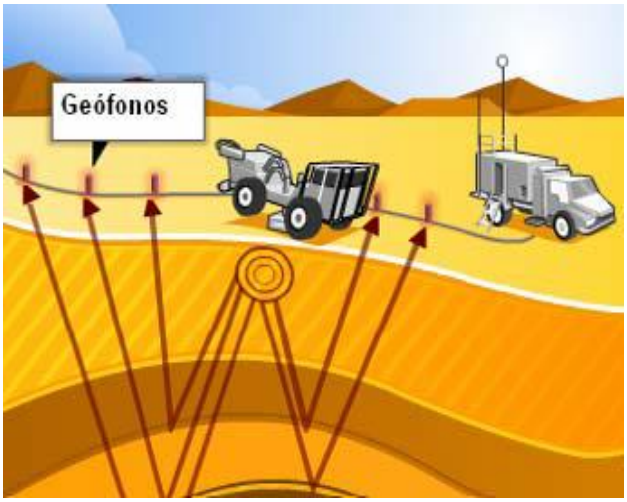



Figura 8. Reflexión de ondas.

En el mar, el registro sísmico se hace a partir de un barco que arrastra detrás de sí una cadena de receptores flotantes, los hidrófonos. Es más fácil que en tierra ya que no hay obstáculo natural para el desplazamiento del emisor y de los receptores de ondas.

Figura 9. Emisión de ondas

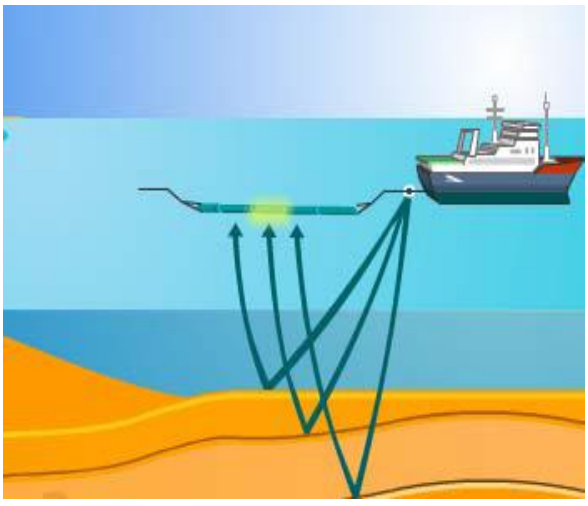


Figura 10. Reflexión y recepción de ondas.

Para obtener una imagen más precisa y confiable del subsuelo, se emplea la técnica de la sísmica 3D, más cara, pero mucho más eficaz que la de 2D. A veces, hasta permite localizar los hidrocarburos en las capas geológicas.

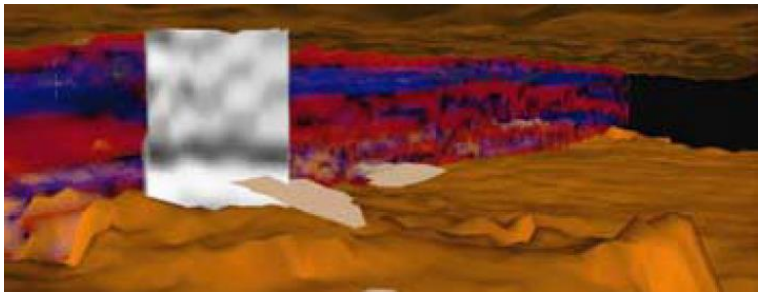


Figura 11. Sísmica 3D.

La técnica de la sísmica 4D va todavía más lejos, haciendo intervenir la cuarta dimensión: el tiempo. En un yacimiento en producción, se realizan varios registros sucesivos de sísmica 3D, a intervalos de tiempo regulares. La comparación de los registros permite luego hacer el seguimiento de la evolución del yacimiento durante su producción.

El procesamiento informático de las ondas sísmicas registradas es extremadamente complejo y necesita capacidades de cálculo muy importantes.

Desgraciadamente, las imágenes sísmicas son imperfectas y nunca son confiables al 100%. Los terrenos de difícil acceso, de superficie blanda y heterogénea generan alteraciones de las ondas que a menudo son difíciles de corregir durante el procesamiento.

Finalmente, no se conocen las velocidades sísmicas con precisión, sobre todo en las zonas poco perforadas en donde no se las ha podido medir. Esto puede generar errores en los cortes sísmicos y en los mapas de profundidad.

Las secciones sísmicas y los mapas geológicos en profundidad de las distintas capas son indispensables, pero no son suficientes. Antes de perforar, se realizan numerosos estudios. En primer lugar, estudios regionales. En tierra, se estudia la geología de la superficie y se trata de extraer extrapolaciones sobre lo que ocurre en las profundidades. Tanto en la tierra como en el mar, se retoman los resultados de las perforaciones más cercanas. Se observa si se han encontrado reservorios y sus coberturas, si se han revelado acumulaciones o huellas de petróleo o de gas. Si los resultados son positivos, se trata de saber si se pueden ampliar estas conclusiones a la zona que se desea perforar. Si son negativos, uno se pregunta por qué y si esto va a influenciar la perforación que se desea realizar. Si se compara con secciones sísmicas de zonas ya perforadas, se trata de ver si la roca madre, los reservorios y las coberturas continúan hasta nuestra zona o no. Luego, se busca establecer si conservan sus cualidades a través de la distancia. Más adelante, se estudia la historia regional de los movimientos de la corteza terrestre: la tectónica, para conocer las condiciones de formación de las trampas.

Los estudios locales se basan, principalmente, en las secciones sísmicas y en los mapas en profundidad de la zona. El objetivo es detectar los reservorios y sus coberturas, las trampas potenciales, definir su geometría y las cantidades de petróleo o de gas que pueden contener. Estas trampas potenciales se llaman prospects.

Se pueden realizar otros estudios locales, por ejemplo, un reconocimiento de muy pequeñas cantidades de hidrocarburos en superficie. El aumento de estos índices de superficie respecto al promedio puede reforzar la idea de que hay petróleo o gas ocultos justo debajo.
La síntesis de los estudios regionales y locales permite realizar una evaluación de la zona a explorar reuniendo todos los argumentos técnicos indispensables para tomar una decisión: ¿se perfora o no? Lo esencial es no olvidar nada y construir una reflexión coherente en función de todos los datos.
Un sondeo de exploración cuesta muy caro: como mínimo 3 a 4 millones de euros en tierra y 20 a 60 millones de euros en el mar, pero esta cifra puede exceder los 100 millones de euros para sondeos muy profundos o realizados en condiciones difíciles. Si el sondeo es un éxito y deriva en la producción de hidrocarburos, la inversión se recupera mediante la producción de petróleo. Pero si es un fracaso, los costos son para la empresa.

Al finalizar los estudios sobre una zona, los geólogos y geofísicos definen una cierta cantidad de prospects. Para cada uno, han calculado un rango de acumulación de petróleo y de gas. Junto con los ingenieros de yacimiento, también han calculado un rango de reservas potenciales. Las reservas representan la parte de acumulación que se va a poder extraer y subir a la superficie para su explotación. ¿Por qué rangos de reservas y ni una cifra? Porque todos los parámetros que sirven para el cálculo de las acumulaciones y de las reservas no se conocen, justamente, antes de la perforación. Las compañías petroleras tienen prospects en todo el mundo. Pero los presupuestos de exploración son limitados y no se pueden perforar todos los prospects durante el mismo año. Es por ello que existe un equipo que gestiona el conjunto de los estos. Estas personas, técnicos y economistas experimentados, deciden, cada año, distribuir el presupuesto de exploración entre las distintas filiales del mundo. Éstas aprueban o no las propuestas de perforación que han sido transmitidas por los técnicos de las filiales.

# Producción

## El equipo de perforación

Una vez encontrado el pozo que se explotara será necesario evaluar distintos aspectos para poder seleccionar un adecuado método de perforación.

El método que comúnmente se utiliza se basa en la perforación por rotación de un trepano. El equipo se compone básicamente de los siguientes elementos:

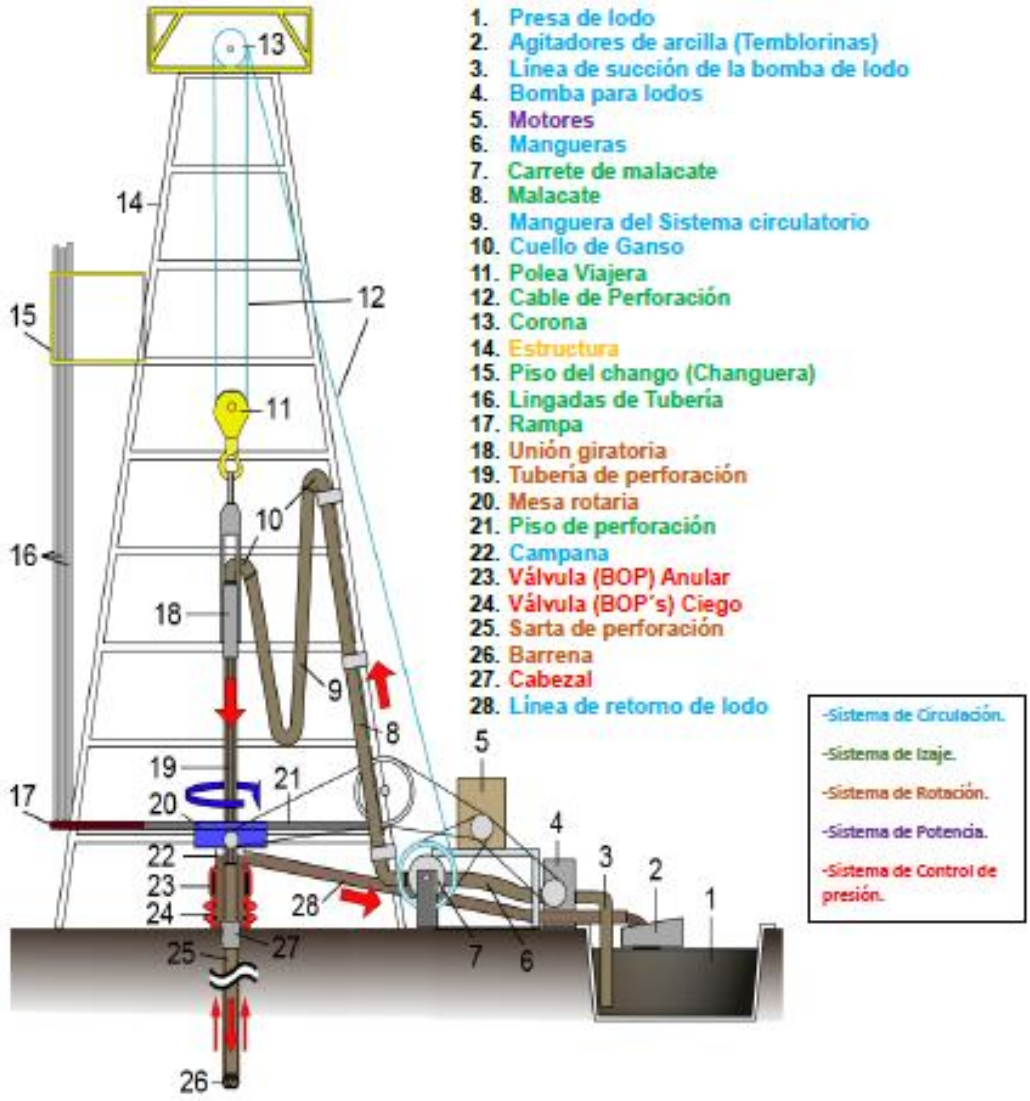



Figura 12. Torre de perforación

## Diseño de la perforación de pozo

Este proceso es sistemático y ordenado. Requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros.

Las etapas están bien identificadas y son las siguientes:

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de presión de formación y fractura.

- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de barrenas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y Programa de cementación.
- Diseño de las sartas de perforación.
- Programa hidráulico.
- Selección del equipo de perforación.
- Tiempos estimados de perforación.
- Costos de la perforación.

## Selección del equipo de perforación

Para poder elegir un adecuado equipo de perforación se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Rangos de profundidades del pozo y diámetros de los agujeros que van a perforarse.
- Cargas de las tuberías de revestimiento esperadas.
- Sartas de perforación (Pesos, diámetros y longitudes).
- Sistema de circulación y presas para fluidos de perforación.
- Rango de velocidades rotatorias requeridas.
- Altura de la subestructura y espacio de mesa rotaria.
- Equipo para prevención y control de brotes.
- Parámetros de medición.

Seleccionar un equipo de perforación significa escoger aquel que nos garantice la ejecución del pozo de la forma más económica, técnica y segura posible.

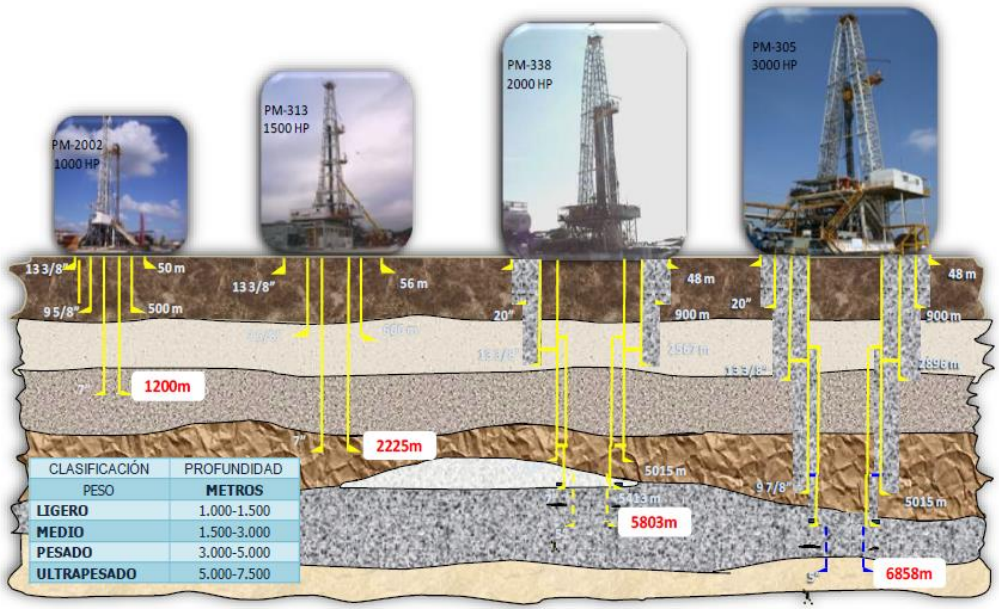
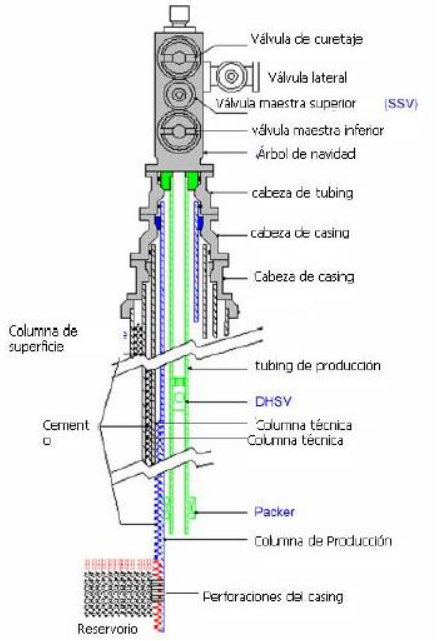



Figura 13. Tipos de torres de perforación según profundidad de pozo.

## Equipos que componen un pozo

Un pozo está compuesto por dos subconjuntos de equipamiento, los de "Fondo" y los de "Superficie".



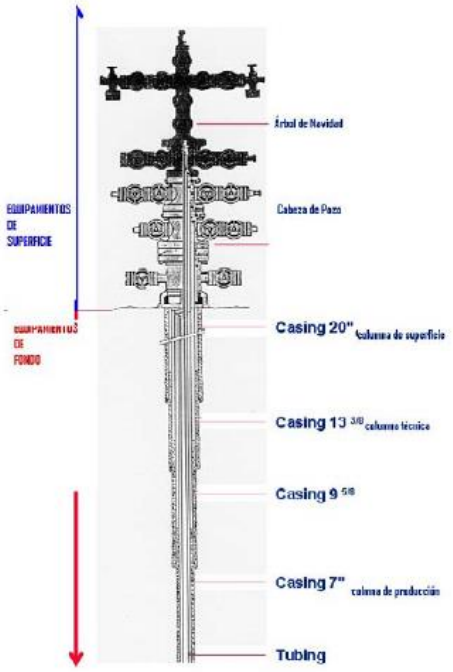




Figura 14. Equipamientos de fondo y superficie. Figura 15. Equipamientos de fondo y superficie.

### *Los equipamientos de fondo*

- Casings y columnas de casing:

A medida que se avanza en la perforación, se bajan una cierta cantidad de casings para:

- Proteger la napa freática o el mar.
- Prevenir la inestabilidad del orificio perforado.
- Contener la presión de formación por la densidad del lodo.
- Permitir la instalación de la columna de producción (tubing string) en el último casing/liner (casing/columna perdida).

Es preciso tomar en cuenta los siguientes puntos relativos a las columnas de casing:

- La primera columna de casing colocada es la columna de superfiie y se la mantiene en su lugar con cemento.
- La columna de superficie es la que tiene mayor diámetro.
- La columan de casing que completa el orificio de perforación es la columna de producción (tubing string).
- La tubing string tiene el más pequeño diámetro de todas las columnas de casing en un orificio de perforación.
- Si en un orificio de perforación, hay sólo una columna de casing, esta columna se denomina tubing string y será cimentada hasta el reservorio.

- La primera columna de casing instalada es siempre la columna más corta en el orificio de perforación.
- De vez en cuando, una columna de guía se coloca antes de la columna de superficie.

➢ Otros equipamientos del orificio de perforación:

- Tubing de producción: La mayor parte de los pozos son puestos en producción a través de un tubing de producción que se encuentra en el interior de la tubing string.
- Espacio anular: Espacio entre la pared interna de un pozo o de su entubado y la pared externa de los vástagos de perforación o de la tubing string. Cuando el fluido del reservorio entra en el orificio de perforación, una parte puede subir al espacio anullar.
- Tapón anular (Packer): Revestimiento de estanqueidad para evitar que el fluido suba al espacio anular.

➢ Consolidación de la comunicación capa orificio.

Una vez realizado el casing del pozo, se consolidará la comunicación capa orificio si tanto las formaciones geológicas como el tipo de reservorio hallado lo necesitaran. Según el tipo de roca reservorio se pueden implementar distintos sistemas.

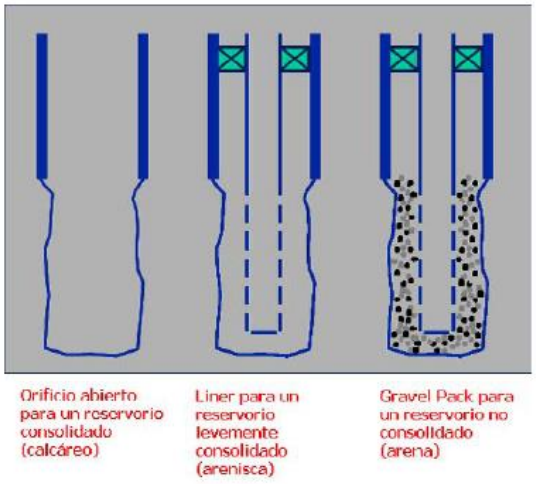



Figura 16. Tipos de terminación de pozo

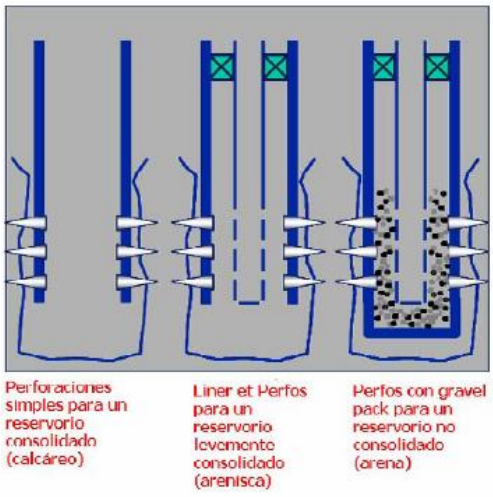


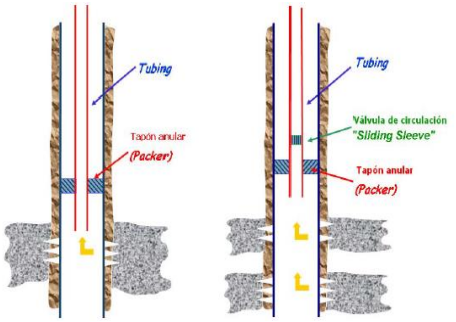

Figura 17. Tipos de terminación de pozo

➢ Terminaciones de pozo
El objetivo de una terminación es garantizar:

- La comunicación de producción entre el reservorio y la superficie.
- La producción óptima mediante equipamientos específicos (activación).
- La seguridad en caso de incidente en el pozo o en la superficie.

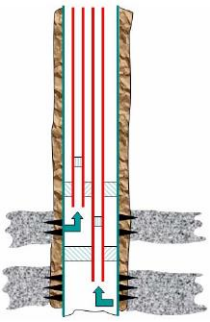
Terminación Simple

Figura 18.



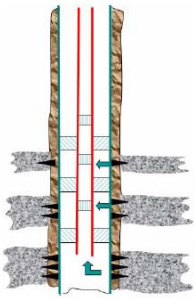

Terminación doble

Figura 19.



Terminación Selectiva

Figura 20.



*Los equipamientos de superficie:*

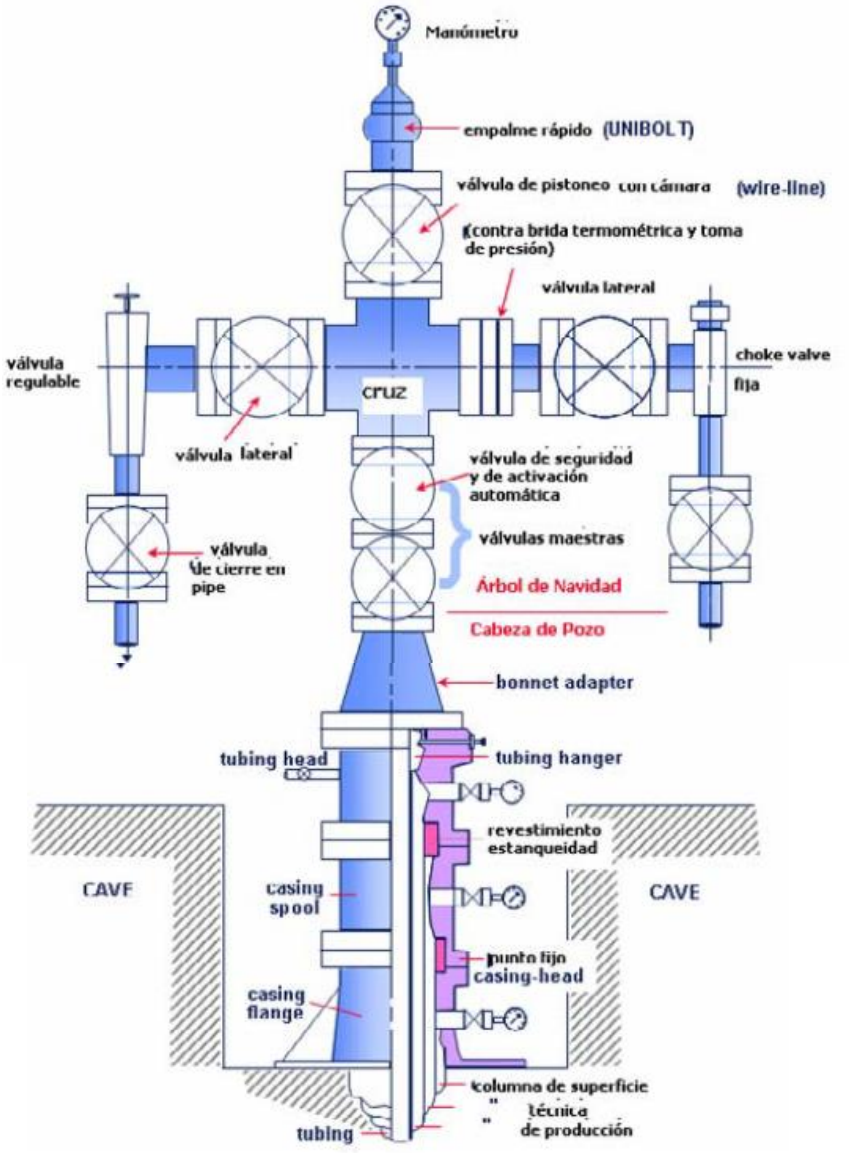



Figura 21. Equipamiento de superficie.

Los equipamientos de superficie por encima de la válvula maestra se denominan árbol de Navidad, y los equipamientos por debajo de la válvula maestra forman parte de la cabeza de pozo (Well Head). El fluido pasa de la cabeza de pozo a través de la válvula madre en la T del árbol de Navidad. Allí, circula a través de una válvula lateral y una válvula regulable hacia una red de recolección. En la parte superior del árbol, se encuentra un manómetro que indica la presión en el tubing.

En la superficie de la perforación, una cabeza de tubing sostiene la columna de tubing. La cabeza de tubing está unida a la cabeza superior del casing. La cabeza de casing inferior se apoya sobre la columna de superficie y sostiene el casing técnico.

El equipamiento de un pozo utilizado para controlar el caudal del efluente se denomina "armadura de surgencia", la cual se compone al menos de:

- Válvula maestra inferior
- Válvula maestra superior
- Válvula de curado
- Válvula lateral
- Choke valve

- La válvula maestra inferior sirve como "backup" de las válvulas situadas más arriba en el árbol de Navidad. La válvula maestra superior se utiliza para abrir y cerrar el pozo.
- La válvula de curado permite el acceso vertical al interior del pozo y durante la explotación normalmente se encuentra cerrada.
- Las válvulas laterales se utilizan para abrir o cerrar el flujo del efluente desde el pozo hacia la producción.
- La choke valve controla el caudal del pozo y por lo tanto puede aumentar la presión por encima de la válvula.

## Tipos de pozos

El pozo depende principalmente del propósito de la perforación con lo cual básicamente existen solo 3 tipos de pozos:

- Exploratorio
- Evaluación
- Desarrollo

*Pozos exploratorios*

Los pozos exploratorios son los primeros en ser perforados en un proyecto. El principal objetivo de estos pozos es establecer la presencia de hidrocarburos.

### *Pozos de evaluación*

Un pozo de evaluación es perforado como una etapa intermedia entre la exploración y la producción, para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y cómo van a producir la mayoría de los pozos.

### *Pozos de desarrollo*

El propósito principal de estos pozos es poner en producción al campo, siendo su prioridad la producción antes que la toma de datos. Hay diferentes tipos:

- Pozos de producción: son los más numerosos, el objetivo es optimizar la productividad del pozo.
- Pozos de inyección: estos son menos numerosos, pero son indispensables para producir el yacimiento. En particular algunos pozos inyectores son usados para mantener la presión del yacimiento y otros para eliminar fluidos no deseados.
- Pozos de observación. Sirven para completar y monitorear varios parámetros del yacimiento.

## Clasificación de los pozos

La perforación de los pozos depende de varias razones, entre ellas se encuentra el área geográfica, las características y estructura del yacimiento. La columna geológica y la optimización de la producción del yacimiento al mínimo costo. Debido a esto, los pozos se pueden clasificar en:

- Verticales
- Horizontales
- Desviados (de pequeño y gran ángulo)
- Multilaterales

### *Pozos Verticales*

Estos pozos son los más comunes dentro de la industria petrolera siendo esto por las siguientes razones:

- Su perforación es más sencilla
- Son los menos costosos
- Su operación es simple
- Diseño óptimo para fracturamiento hidráulico
- Ideales para yacimientos de espesor homogéneo

### *Pozos Horizontales*

La perforación de estos pozos es debida principalmente a las siguientes razones:

- Yacimiento de poco espesor, o columnas de aceite de poco espesor donde las relación no es demasiado baja, y no hay barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- Para minimizar bajas en la producción.
- Para minimizar la perforación de pozos para el desarrollo de un campo.
- En yacimientos fracturados donde un pozo horizontal da una mejor oportunidad de interceptar fracturas.
- Para yacimientos propensos a la producción de arena.
- En combinación con la perforación de alcance extendido para drenar diferentes bloques o yacimientos en un solo pozo.
- Cuando las cualidades del yacimiento varían en sentido lateral y un pozo horizontal de una mejor oportunidad de encontrar los mejores puntos de extracción.

- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientales sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

### *Pozos desviados*

La perforación de estos pozos puede ser usada para muchos de los propósitos de los pozos horizontales y adicionalmente para:

- Yacimientos de espesor grande donde la relación es baja, y/o existen barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- Yacimientos lenticulares.
- Yacimientos en capas.

### *Pozos multilaterales*

- Mejora el drenaje en un yacimiento
- Acceso a intervalos y bloques discontinuos en un yacimiento.
- El drenaje de más de un yacimiento en un pozo.
- Mejora la eficiencia de los proyectos de recuperación secundaria y mejorada.
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientales sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos e superficie está muy restringido.

## Métodos de producción

En los yacimientos los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas y energías naturales: fuerzas de presión, fuerzas de fricción por viscosidad, de gravedad de energía y fuerzas capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento.

Cuando esas energías son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que "**El pozo fluye naturalmente**", es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

La Producción Por Flujo Natural no es el método que garantiza los niveles de producción rentables durante toda la vida productiva del yacimiento.

Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento, es necesario seleccionar el método de producción óptimo, este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más económica posible.

La mayoría de los pozos son capaces de producir por flujo natural en la primera etapa de su vida productiva, no obstante una vez finalizada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de levantamiento artificial que permita seguir produciendo eficientemente el yacimiento.

El método de levantamiento artificial consiste en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo.

Existen algunos factores que representan los parámetros más importantes en la selección del equipo de levantamiento artificial:

- Inversión inicial
- Relación gastos operacionales /ingresos mensuales
- Vida útil del equipo
- Números de pozos en levantamiento artificial
- Disponibilidad del equipo excedente
- Vida del pozo

El propósito de los métodos de levantamiento artificial, es maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción como pueden ser: arenamiento o conificacion de agua.

Existen diversos métodos de levantamiento artificial entre los cuales se encuentran: los convencionales y no convencionales.

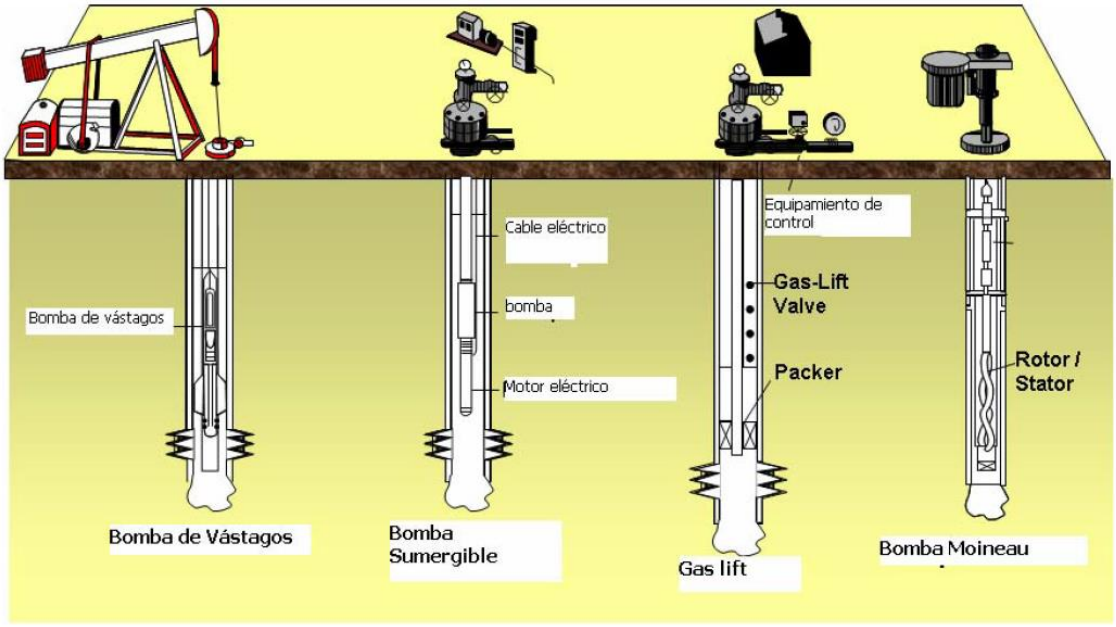



Figura 22. Métodos de bombeo.

## Métodos convencionales

Son aquellos que poseen una aplicación común en la industria petrolera, ya que son los más utilizados en la producción de crudo actualmente. Dentro de este encontramos:

- Bombeo Mecánico
- Levantamiento Artificial por Gas

### *Bombeo Mecánico*

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más usado en el mundo. Consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida de energía a través de una sarta de cabilla. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, el cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El bombeo mecánico convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudo pesado y extra pesado, aunque, también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

Para que ocurra la acción del bombeo, el pistón realiza un movimiento reciprocante dentro del barril, la tubería confina la sarta de cabilla de succión que acciona a su vez la bomba en el subsuelo; posee válvulas fijas y viajera, son válvulas de no retorno, de bola y asiento de modo que solo permite el flujo en una sola dirección hacia el cabezal.

El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo. Cuando el balancín esta en el punto muerto inferior, las válvulas fijas y viajeras se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el inferior de la bomba.

Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanece cerrada durante la carrera ascendente fluido continua liberando la válvula hasta que el pistón llega al punto muerto superior .La válvula fija y cierra y comienza la carrera descendente. El pistón se mueve hacia abajo y produce un punto de compresión cuando la presión interna es superior a la que existe en la válvula viajera, esta se abre y el fluido es trasferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo. No obstante hay que tener presente que la tubería deba ser capaz de soportar la presión debido a la columna de flujo sobre la bomba.

Ventajas

- El diseño es poco complejo.
- El sistema es eficiente, simple y fácil de operar por el personal de campo.
- Es aplicado en crudo pesado y altamente viscoso.
- Puede utilizar combustible o electricidad como fuente de energía.
- El equipo puede operar a temperatura elevadas.
- Permite variar la velocidad de embolada y longitud de carrera para el control de la taza de producción.

Desventajas

- La efectividad del sistema puede verse afectada severamente por la presencia del gas.
- La presencia de arenas ocasionan el desgaste severo del equipo.
- Requiere altos costos de mantenimiento.
- Posee profundidades limitadas.
- El equipo es pesado y ocupa mucho espacio.
- La taza de producción declinan rápidamente.

Rango de aplicación

- Este método de levantamiento se encuentra entre 20 y 2000 (BPPD).
- Se pueden aplicar a una profundidad no mayor a 2700 metros.
- No se puede utilizar en pozos desviados.
- No debe existir presencia de arenas.
- Solo se utiliza en pozos unidireccionales.
- Se utiliza en pozos con temperaturas no mayores a 260 °C.

### *Levantamiento Artificial por Inyección de Gas*

El Levantamiento Artificial por Inyección de Gas es un método de producción que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El gas es inyectado en un punto de la columna de fluidos en la tubería de producción. El gas inyectado tiene como propósito aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso. De esta manera, la energía del yacimiento será suficiente para transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

Tipos:
Inyección de gas por flujo continuo: se considera una extensión del método de producción por flujo natural: esto consiste en suplir el gas de formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluidos, con la finalidad de aligerar el peso de ésta.

Inyección de gas por flujo intermitente: se inyecta cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción, con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que aporta la arena por encima del punto de inyección.

Ventajas

- Gran flexibilidad para producir con diferentes tasas
- Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles especiales
- Ideal para pozos de alta relación gas - líquido y con producción de arena
- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma
- El equipo del subsuelo es sencillo y de bajo costo
- Bajo costo de operación

Desventajas

- Se requiere una fuente de gas de alta presión
- No es recomendable en instalaciones con revestidores muy viejos y líneas de flujo muy largas y de pequeño diámetro
- El gas de inyección debe ser tratado
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o con parafinas.
- Su diseño es laborioso.
- Aplicable a pozos de hasta + 3000 metros.

Parámetros de aplicación

- Una gran seguridad de compresión requiere de 95% o más de tiempo de corrida. El gas debe estar deshidratado y dulce.
- Posee un costo bajo por pozo, el costo de compresión dependerá del costo del combustible y mantenimiento del compresor. La llave es inyectar lo que más posible sea de Gas Lift.
- Posee una excelente confiabilidad para sistemas de compresión bien diseñados y con buen mantenimiento

## Métodos no convencionales

Son todas aquellas tecnologías desarrolladas y/o mejoradas en los últimos años. Entre estas se encuentran:

- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo de Cavidad Progresiva
- Bombeo Hidráulico

### *Bombeo Electrosumergible*

Se considera un método de levantamiento artificial, que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

Se basa en el principio de centrifugación de fluidos, un rotante gira a alta velocidad y expulsa el fluido hacia la periferia del rotor donde es ingresado a una tubería de descarga, este tipo de bombas tienen diferentes estados de centrifugación, es decir, no es un solo rotor, si no varios que colocados en formas sucesivas uno sobre el otro y alimentándose entre ellos para ganar mayor presión.

Este método es aplicable cuando se desea producir grande volúmenes de fluido en pozos medianamente profundos.

Ventajas

- Puede levantar altos volúmenes de fluidos
- Maneja altos cortes de agua (aplicables en costa a fuera)
- Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- Su vida útil puede ser muy larga.
- Trabaja bien en pozos desviados
- No causan destrucciones en ambientes urbanos
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formaciones de escamas.

Desventajas

- Inversión inicial muy alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a temperaturas elevadas.
- Susceptible a la producción de gas y arena.
- Su diseño es complejo.
- Las bombas y motor son susceptibles a fallas.

Para metros de aplicación

- Temperatura: limitada a 175°C para motores y cables especiales.
- Presencia de gas: saturación de gas libre < 10%
- Presencia de arena: < 200 ppm.
- Viscosidad: limite cercano a los 200 cps.
- Profundidad: 1800 - 2400 metros.
- Tipo de completación: Tanto en pozos verticales, como desviados.
- Volumen de fluido: hasta 4000 BPD.

### *Bombeo de cavidad progresiva*

Este método consiste en el desplazamiento positivo de un volumen, ocasionado por una diferencia de presión producto de la transformación de la energía cinética en potencial cuando se combina el movimiento longitudinal a lo largo del mismo. La bomba de cavidad progresiva o tornillo, es un equipo utilizado para el levantamiento artificial de crudo desde el subsuelo hasta la superficie.

Ventajas

- Bajo costo de instalación.
- Bombea crudo de alta y baja gravedad API.
- Puede manejar hasta 100% de agua.
- El equipo de superficie puede ser transportado, instalado y removido fácilmente.

- Aumenta la vida útil de las cabillas.
- Opera con bajo torque.
- Bajo consumo de energía eléctrica.
- Bajos costos de mantenimiento.

Desventajas

- Su profundidad de operaciones recomendada es de 1200 metros.
- Requiere suministro de suministro de energía.
- No se recomienda en pozos de más de 80°C.
- La tasa máxima manejada es de 500 Bpd.
- Su eficiencia disminuye drásticamente en pozos con altas RGL.
- El material elastómero es afectado por crudos con aromáticos.

Parámetros de aplicación

- Usado principalmente en el desagüe de pozos de gas.
- Limitados solo para yacimientos pocos profundos, posiblemente 1500 metros.
- No es posible usar dinamómetros y cartas de apagado de bombas
- Limitado por el elastómero del estator, se utiliza por debajo de 120°C.
- Restringidos para tasas relativamente pequeñas.

### *Bombeo hidráulico.*

Se considera una técnica que se usa durante un corto tiempo, debido a su característica especial de alcanzar aproximadamente 5500 metros de profundidad.

Su potencia es transmitida mediante un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido es conocido como fluido de potencia o fluido de motor y es usado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

Ventajas

- Pueden ser usados en pozos profundos (5500 metros).
- Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.
- Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control.
- Puede manejar bajas concentraciones de arena

Desventajas

- Costo inicial alto.
- Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, por la presencia de altas presiones.
- Altos costos en la reparación del equipo.
- No es recomendable en pozos de alto RGP (relación gas-petroleo).
- Problemas de corrosión.
- El diseño es complejo.

Parámetros de aplicación

- Alta dependencia de la potencia requerida. Bajo en mantenimiento de bombas, costos relacionados con el tamaño de la garganta y las boquillas.
- Su confiabilidad es buena con un apropiado tamaño de garganta y boquillas de la bomba para las condiciones de operación. Debe evitarse operarse en rangos de cavitación en la garganta de la bomba. Problemas para presiones mayores a 280 bar.
- Fácil de remover.
- Su eficiencia es de buena a pobre, máxima eficiencia solo en 30%, altamente influenciado por el fluido de potencia más el gradiente de producción. Eficiencia típica entre 10-20%.
- Su flexibilidad es de buena a excelente, tasa de fluido de poder y presión ajustable a condiciones de producción capacidad de levantamiento.

| Método de ACTIVACIÓN | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Problemas** | **GL** | **ESP** | **RP** | **PCP** |
| Arena | Bueno | Malo | Malo | Bueno |
| GOR elevado | Excelente | Bueno (si rotary gas separator) | Mediocre | Pasable |
| Pozo desviado | Bueno | Bueno | Pasable | Medio |
| Caudal elevado | Excelente | Excelente | Pasable | Medio |
| Profundidad | Bueno | Medio | Medio | Mediocre |
| Simplicidad de diseño | Sí | Medio | Sí | Sí |
| Flexibilidad para los caudales | Bueno | Bueno (si variador de frecuencia) | Medio | Bueno |
| Presencia de depósitos | Medio | Medio | Mediocre | Bueno |
| Presencia de gas libre | Excelente | Medio (si rotary gas separator) | Malo | Malo |
| Efluente viscoso | Posible (poco utilizado) | Posible (si viscosidad < 200 cp) | Sí (el más utilizado) | Sí |

Figura 23. Métodos más convenientes en función a las variables de pozo.

*GL: Gas Lift.*

*ESP: Bombeo centrifugo sumergido.*

*PCP: Bombeo de cavidad progresiva.*

*RP: Bombeo por tren de vástagos.*

## Métodos de control del yacimiento

Se han implementado sistemas de seguridad para cerar el pozo en caso de situaciones de emergencia.

Una situación de emergencia podría ser un incendio o variaciones de presión anormales causadas por una ruptura de los conductos, el mal funcionamiento de un equipamiento de superficie, una cabeza de pozo dañada u otra situación de riesgo.

La filosofía de seguridad de un pzo implica la definición de tres niveles:

- El confinamiento de los hidrocarburos
  - Equipar los pozos con medios de activación de las barreras de seguridad.
  - Equipar los conductos de producción y de inyección con una aislación adecuada, y con dispositivos de seguridad.
- Evitar la inflamación de los hidrocarburos
  - Prever dispositivos de detección de gas
  - Definir zonas peligrosas alrededor de un pozo
- Reducir los impactos de una situación de emergencia
  - Prever dispositivos de detección de incendios
  - Minimizar los impactos de un incendio
  - Prever los medios de lucha contra incendios

### *Las barreras activas de seguridad de un pozo*

- Surface controlled subSurface Safety Valve (SCSSV)
  - Control hidráulico de la superficie
  - Posición de seguridad cerrada
  - Rearme en las cercanías del pozo
- Surface Safety Valve (SSV)
  - Cabeza de pozo (Posición válvula maestra)
  - Reapertura cuando se identifica una falta
- Emergency shut down valve (ESDV)
  - Aisla una instalación
  - Se puede cerrar manualmente
  - Encerrada en el cofre de comando local
- Shut down valve (SDV)
  - Cierre automatico por el sistema de control
  - Reapertura a distancia o automática una vez eliminado el defecto
  - Se puede cerrar localmente

### *Sistema de control*

Sistema directo: Este sistema va a reaccionar únicamente ante cambios de presión en el lugar en donde está instalada la válvula.

Sistema a distancia: La válvula está equipada con sistemas de vigilancia, que reaccionan ante los cambios en ciertos puntos alejados del lugar en donde está instalada la válvula.

Normalmente, las válvulas de seguridad de una cabeza de pozo son válvulas de paso directo, con un accionador neumático  o hidráulico.

Para abrir la válvula, debe haber presión hidráulica o neumática.

Un corte o una pérdida de la presión hidráulica o neumática van a cerrar las válvulas de seguridad mediante un resorte que se encuentra en el accionador.

Todas las válvulas de seguridad que forman parte del sistema de seguridad de un pozo son válvulas "fail closed", lo que quiere decir que ni bien haya un problema con la alimentación de la válvula, ésta se va a cerrar.

## Recuperación asistida o recuperación mejorada.

Mediante los métodos convencionales de extracción (extracción natural y artificial, y métodos de recuperación) se logra recuperar un promedio aproximado de 25% a 30% del petróleo original en sitio (POES), quedando el resto atrapado en los poros de la estructura del reservorio debido a fuerzas viscosas y capilares, además de la presencia de fracturas naturales o regiones de alta permeabilidad causantes de que el agua inyectada fluya a través de canales potenciales de menor resistencia y dejando cantidades importantes de crudo atrapado en la formación.

Numerosos métodos han sido estudiados para la recuperación, al menos parcial, de estas grandes cantidades de crudo remanente en los pozos.

Entre ellos encontramos métodos consistentes en inyección de fluidos miscibles con el petróleo y de gases a altas presiones, bien sea en forma separada o combinada. También, bajo condiciones óptimas una solución de surfactantes, que puede contener cosurfactantes, electrolitos, polímeros, entre otros, inyectada al reservorio tiene el potencial de solubilizar el crudo, dispersándolo de manera efectiva en forma de una emulsión.

### *Métodos de recuperación mejorada con aditivos químicos.*

Los métodos de recuperación mejorada por métodos químicos incluyen:

- Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas.
- Procesos de inyección de surfactante.
- Inyección de soluciones alcalinas o aditivos alcalinos combinados con mezclas de álcali-surfactante o álcali-surfactante-polímero (ASP).

Debido a que cada yacimiento es único en lo que se refiere a las propiedades de los crudos y del medio poroso, se deben diseñar sistemas químicos característicos para cada aplicación.

Los reactivos químicos empleados, sus concentraciones en los procesos de inyección y el tamaño de los mismos, dependerán de las propiedades de los fluidos y del medio poroso de la formación, así como, de las consideraciones económicas correspondientes. Sin embargo, se pueden mencionar algunos criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de este tipo:

Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos.

| Método | ºAPI | Viscos. (cP) | Permeab. (mD) | Temp. (ºF) |
|---|---|---|---|---|
| Inyección de Polímeros | 15-40 | < 35 | > 10 | < 160 |
| Inyección de Surfactantes | 25-40 | < 15 | < 500 | < 150 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Inyección de Soluciones Alcalinas | 15-35 | < 150 | < 1000 | < 200 |

A continuación se hará una descripción de los principales aspectos relacionados con cada método

## *Inyección de Polímeros.*

El principio básico que sigue este método es que el agua puede hacerse más viscosa a partir de la adición de un polímero soluble en agua, lo cual conduce a una mejoría en la relación de movilidad agua/petróleo y de esta manera se puede mejorar la eficiencia de barrido y por tanto un mayor porcentaje de recuperación.

En la siguiente figura se presenta de manera esquemática el funcionamiento de este método de recuperación mejorada:

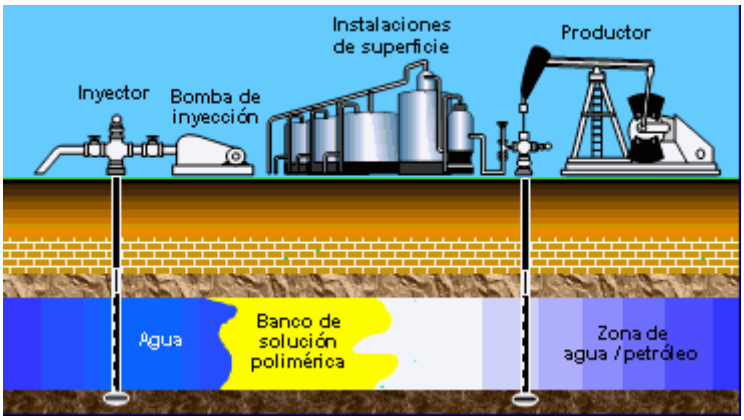



Figura 24. Esquema del proceso de inyección de polímeros.

Entre los polímeros usados para este método se encuentran los polisacáridos (o biopolímeros) y las poliacrilamidas (PAA) y sus derivados.

A bajas salinidades, las PAA presentan una mayor relación de movilidad por medio del incremento de la viscosidad del agua y de la disminución de la permeabilidad al agua de la formación. Los biopolímeros son menos sensibles a los efectos de salinidad, sin embargo son más costosos en virtud de los procesos de pre-tratamiento que requieren

En definitiva, se deben escoger polímeros que a bajas concentraciones y a condiciones de yacimiento mantengan una alta viscosidad, no sean susceptibles de degradación y sean estables térmicamente. Se debe tomar en cuenta que la movilidad disminuye con el aumento de la salinidad del agua, producto de la alta concentración de iones divalentes como $Ca^{+2}$ y $Mg^{+2}$. En lo que se refiere a la degradación, su principal efecto es una reducción de la viscosidad que trae como consecuencia directa una alteración de la movilidad y con esto la eficiencia de barrido del yacimiento.

## *Inyección de Surfactantes.*

El objetivo principal de este método es disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua para desplazar volúmenes discontinuos de crudo atrapado, generalmente después de procesos de recuperación por inyección de agua.

Este método consiste en un proceso de inyección de múltiples batch, incluyendo la inyección de agentes químicos con actividad superficial (tensoactivos o surfactantes) en el agua. Dichos aditivos químicos reducen las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de la roca de formación. El tapón de surfactante desplaza la mayoría del crudo del volumen contactado del yacimiento, formando un banco fluyente de agua/petróleo que se propaga delante del batch o tapón de surfactante. En la siguiente figura se puede observar con mayor claridad lo anteriormente dicho:

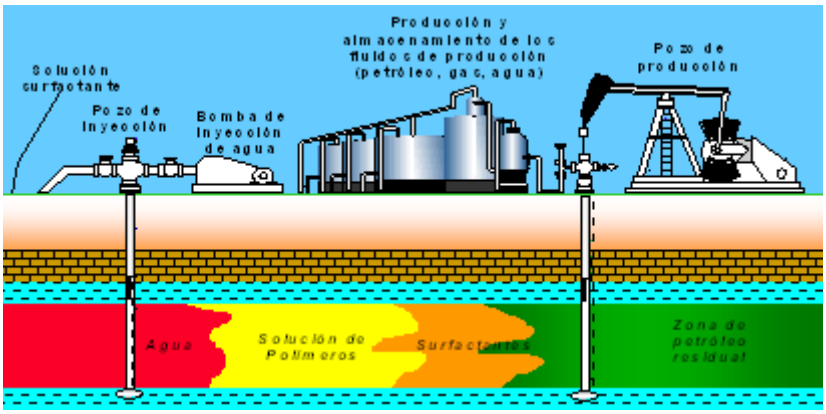



Figura 25. Esquema del proceso de inyección de surfactantes.

Los surfactantes más empleados a nivel de campo son sulfanatos de petróleo o sintéticos, los cuales pueden ser empleados en un amplio intervalo de temperaturas a bajas salinidades. Por lo general se emplean sulfatos oxialquilados y sulfanatos en combinación con sulfanatos de petróleo.

Aún cuando las aplicaciones de este método a nivel de campo han resultado exitosas, la mayoría no son rentables debido a los altos costos de los surfactantes inyectados. Por esta razón, se han sumado esfuerzos para hallar alternativas que permitan la disminución de los costos. Entre las alternativas encontradas figura la inyección de distintos aditivos químicos de manera combinada para disminuir los costos y así aumentar la rentabilidad de la recuperación.

### *Inyección de soluciones alcalinas.*

Este método consiste en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación. Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos con lo cual se logra generar o activar surfactantes naturales que traen como consecuencia directa mejoras en la movilidad del crudo a través del yacimiento y hacia los pozos productores, bien sea por reducción de la tensión interfacial, por un mecanismo de emulsificación espontánea o por cambios en la mojabilidad. En la figura siguiente se muestra un esquema del proceso:

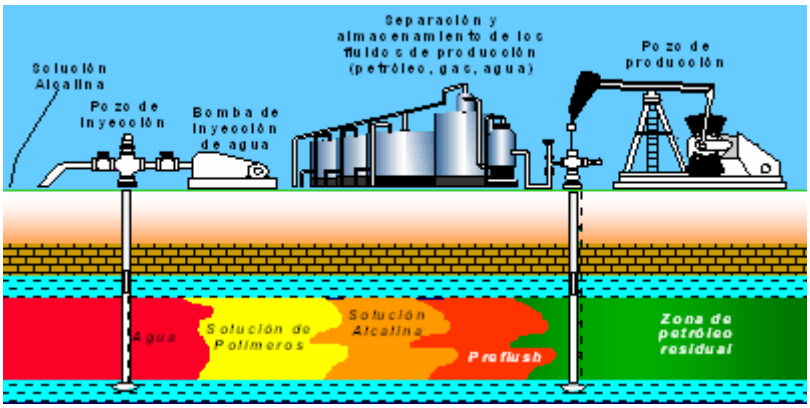



Figura 26. Esquema del proceso de inyección de soluciones alcalinas.

Aun cuando este método ha resultado ser eficiente para crudos con altos contenidos de ácidos orgánicos, uno de los mayores problemas de este proceso es la reacción química de las soluciones alcalinas con los minerales de la formación, fenómeno que se conoce como formación de escamas y consumo de álcali, producido por la interacción del aditivo químico con los minerales de la formación.

## Procesos de recuperación mejorada por inyección de mezclas de aditivos químicos.

Una vez descritos los procesos de recuperación mejorada con aditivos químicos (inyección de polímeros, de surfactantes y de soluciones alcalinas) por separado, se procederá a describir de manera resumida los métodos de recuperación que se basan en la combinación de dos o tres de los aditivos mencionados con anterioridad.

Entre dichos procesos se encuentran los siguientes:

- Inyección de polímeros micelares o mezcla de polímero-surfactante.
- Inyección de mezclas álcali-surfactantes (AS).
- Inyección de sistemas álcali-surfactante-polímero (ASP).

### *Inyección de polímeros micelares.*

Se basa en la inyección de un tapón micelar en el yacimiento, el cual consiste en una solución que contiene una mezcla de surfactante, alcohol, salmuera y crudo. Esto simula el lavado de grasa con detergentes ya que se logra desprender del crudo del medio poroso de la formación, para luego ser desplazado con agua.

Para incrementar la eficiencia de barrido y la producción de petróleo, se inyecta una solución polimérica para el control de movilidad y así desplazar el tapón micelar.

### *Inyección de mezclas álcali-surfactantes (AS).*

Este tipo de procesos se considera recomendable en yacimientos con crudos livianos de bajos números ácidos, ya que se pueden alcanzar reducciones importantes de la tensión interfacial empleando combinaciones de álcali-surfactantes, donde el tensoactivo logra compensar las potenciales diferencias de las interacciones crudo-álcali por medio de la activación de surfactantes naturales.

En este caso, primero se inyecta un pre-flujo de álcali con el fin de pre-acondicionar el yacimiento y la subsiguiente inyección de surfactante sea más efectiva.

### *Inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero (ASP).*

Es conocido que para el caso de procesos de inyección de polímeros se reporta que sólo se mejora la eficiencia de barrido volumétrico, mientras que la inyección de polímeros micelares pueden producir incrementos significativos de recuperación, pero resulta antieconómico por el alto costo de los aditivos químicos. El proceso ASP combina los beneficios de los métodos de inyección de soluciones poliméricas y polímeros micelares, basado en la tecnología de inyección de soluciones alcalinas debido a que el costo de los álcalis es considerablemente menor que el de los surfactantes.

La esencia del método consiste en que el agente alcalino reacciona con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos para formar surfactantes naturales in situ, los cuales interactúan con los surfactantes inyectados para generar reducciones de las tensiones interfaciales a valores bajos (σ < 10-3 dinas/cm) y que aumentan el número capilar significativamente. El empleo de álcali en este tipo de formulaciones contribuye a disminuir el contenido de iones divalentes en el sistema fluido-roca y minimiza la pérdida de surfactantes y polímeros por adsorción en la roca. Las soluciones alcalinas pueden inyectarse como un pre-flujo, previo a la inyección del tapón micelar o directamente agregada con el surfactante y el polímero. En la siguiente figura se muestra un esquema del proceso

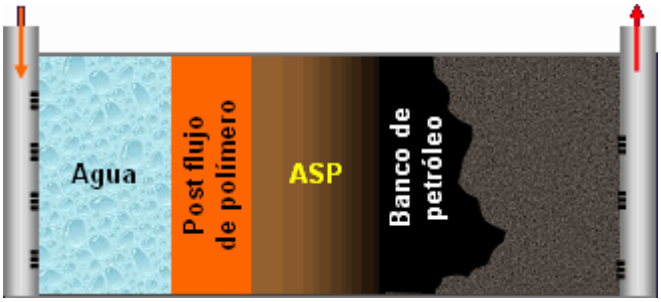


Figura 27. Esquema del proceso de inyección de mezclas ASP.

Finalmente, en la siguiente tabla se muestran algunos criterios técnicos para la selección de yacimientos candidatos a la inyección de soluciones ASP:

Criterios técnicos para la selección de yacimientos candidatos a la inyección de soluciones ASP.

| Variables | Criterios Técnicos |
|---|---|
| Temperatura | < 95 ºC, este criterio se basa en la estabilidad química de los polímeros disponibles comercialmente (poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas y polisacáridos) |
| Viscosidades | < 100 cP, valor recomendable para obtener un control adecuado de la razón de movilidad a un costo aceptable del uso de polímeros. |
| Relación agua-petróleo | < 15% |
| Permeabilidad promedio | > 100 mD, a fin de evitar o reducir riesgos de fracturamiento hidráulico de la formación debido a la alta viscosidad de la solución ASP. |

| | |
|---|---|
| Dureza (concentración de iones Ca+2 y Mg+2 en aguas de formación) | < 300 ppm, ya que estas especies pueden causar la precipitación del surfactante y la pérdida de viscosidad del polímero. |

## Recuperación secundaria

La inyección de agua (tomada de otra fuente distinta del yacimiento en sí), o la reinyección del agua asociada al crudo luego de la separación, constituye el procedimiento de recuperación asistida más utilizado (entre el 80% y el 85% del petróleo suplementario producido).

La inyección de agua se dispone generalmente en los siguientes casos:

- Yacimientos de petróleo de baja energía: petróleo sub-saturado, acuífero poco activo o de volumen poco considerable.
- Yacimientos de petróleo poco permeable o de grandes dimensiones (diferencias de presión demasiado importantes).
- Yacimientos de petróleo de configuración geométrica, como las entradas naturales de agua, que dejan zonas importantes sin lubricar.

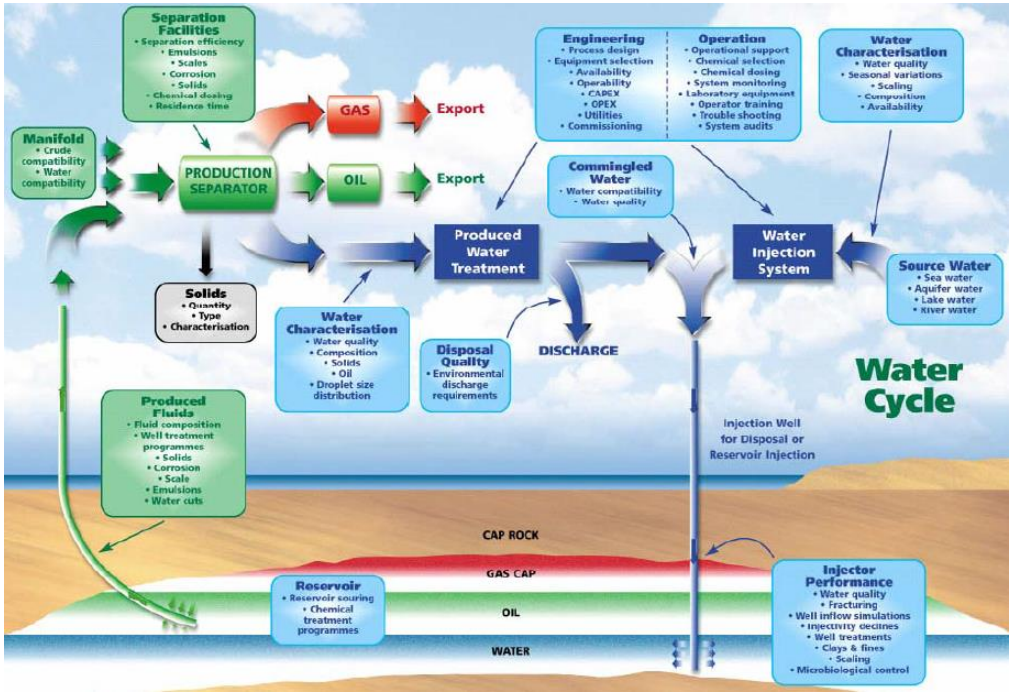



Figura 28. Circuito de tratamiento y retroalimentación.

La elección de la inyección de agua implica:

- Un buen conocimiento del depósito y del acuífero, por lo tanto un mínimo historial de producción. Si la inyección de agua es simultánea a la puesta en funcionamiento, es conveniente tener en cuenta el margen de incertidumbre (caudal-presión) en la concepción de las instalaciones.
- Una definición exacta de la calidad del agua requerida para el pozo petrolero, en términos de compatibilidad iónica, tenor en MES, granulometría de las partículas

sólidas y poder de relleno de fisuras. En conclusión, es necesario estudiar y ensayar sobre muestras de terreno (muestras testigo)

- Disponer de un abastecimiento de agua suficiente, en cantidad, calidad y regularidad.
- La realización de pozos inyectores, juiciosamente ubicados y equipados con medio de uniones superficie- pozo adaptados a la perforación, a las calidades de agua y a las condiciones hidráulicas.
- La realización de las instalaciones de superficie necesarias para el tratamiento del agua, su distribución y su inyección, y tener en cuenta dichas instalaciones en la explotación del campo.

### *Tratamiento de las aguas de superficie*

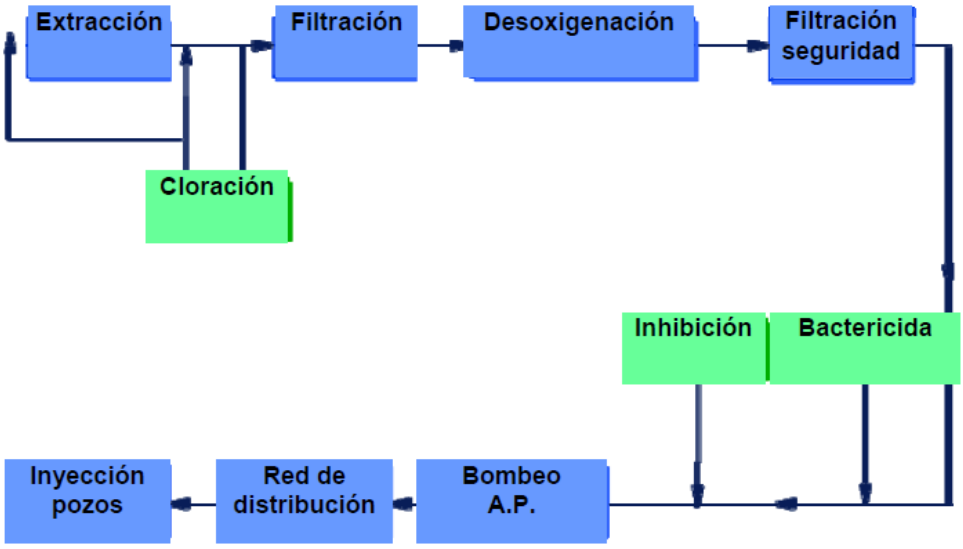



Figura 29. Circuito de tratamiento de aguas de superficie.

### *Tratamiento de napas profundas*

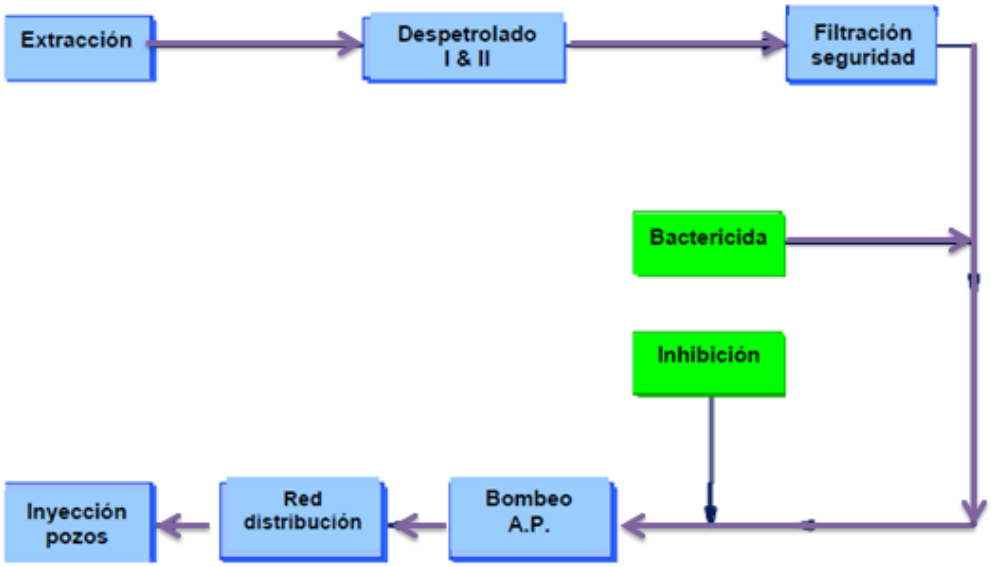


Figura 30. Circuito de tratamiento de agua de napas profundas.

### *Pozos inyectores*

Mediante pozos inyectores, es necesario inyectar en la formación petrolera, desde una fuente de agua, cantidades compatibles con la formación receptiva y al menor costo de inversión y explotación.

Los equipamientos que componenla cadena de tratamiento de agua deben cumplir las funciones de:

- Captación del agua
- Transferencia del agua desde el punto de extracción a los pozos inyectores, asegurando las pérdidas de carga debidas a los equipamientos de tratamiento.
- Filtración para asegurar la compatibilidad mecánica con la formación (para que no esté colmada durante el período de explotación)
- Control de la corrosión.
- Control antibacteriano.
- Bombeo de alta presión para la inyección.
- Distribución del agua tratada.
- Inyección por los pozos, unidos de equipamientos de fondo y de superficie adaptada.

De estas funciones, solo la filtración, el control de la corrosión y el antibacteriano son objeto de tratamientos propiamente dichos.

Recordemos que el único propósito de los tratamientos es hacer que el agua se vuelva compatible con la perforación receptora. Según la calidad del agua cruda, es decir según la fuente de agua elegida, estos tratamientos serán o no indispensables, y tendrán una importancia variable.

En cuanto al control de la corrosión, su único objetivo es proteger las instalaciones que normalmente no son resistentes a la corrosión. El oxígeno disuelto en el agua es un factor de corrosión muy importante y clásicamente se instala un tratamiento de desoxigenación para las aguas aireadas.

Importancia de las decisiones iniciales

La elección del régimen de inyección, la fuente de agua y los materiales no corroíbles tiene una importancia fundamental en cuanto a la complejuidad de los tratamientos llevados a cabo y por ende sobre el costo de la explotación y el mantenimiento de las instalaciones.

Las nuevas exigencias de automatización de las instalaciones, para manejos a distancia, de fiabilidad de los equipamientos y reducción de pesos y obstrucciones para el offshore profundo, apuntan hacia una simplificación de los tratamientos. La elección de los materiales y de una fuente de agua de buena calidad y no corrosiva, no implican tratamientos preventivos pesados, permiten la supresión de ciertos equipamientos y simplifican la explotación.

Principales procedimientos y equipamientos específicos

La cadena de tratamiento de una instalación de inyección de agua depene esencialmente de la calidad de las aguas crudas y tratadas, y de las normas locales.

Los procesos específicos, susceptibles de asegurar dichos objetivos, utilizados en esta aplicación, están desarrollados en el siguiente cuadro, que contiene un agrupamiento de las funciones.

Éstas, asociadas a las funciones clásicas de extracción, bombeo, distribución e inyección, requieren el empleo de técnicas cuya puesta en marcha es objeto de reglas del arte.

En cuanto a las aguas de reinyección, es decir las aguas de producción utilizadas para mantener la presión, el despetrolado es una función esencial. En general, las concentraciones en A.C. admitidas, son de 10 a 40 ppm en régimen maticial, es decir del mismo orden de dimensión que las normas legales. La dificultad proviene esencialmente de la presencia simultánea de A.C. y de MES, lo que produce altos poderes obstructivos.

En resumen de lo expuesto anteriormente se observa a continuación el siguiente cuadro

| Funciones | Objetivos - Tratamiento | Procedimientos - Equipamientos |
|---|---|---|
| Cloración | Antifouling: Fijación de organismos vivos<br>Ayuda a la filtración: destrucción mocus, orgánicos, floculación. | Cloradores electrolíticos<br>Cloro líquido<br>Óxido de cloro<br>Lejía |
| Filtración | Eliminación materias en suspensión<br>Disminución del poder obstructivo | Filtros profundos: Arena, granate, antracita<br>Filtros de precapas<br>Filtros de cartuchos (regenerables o descartables)<br>Hidrociclones |
| Desoxigenación | Eliminación del oxígeno disuelto para la protección anticorrosión de los equipamientos | Torre de vacío<br>Torre de stripping del gas<br>Inyección de reductores químicos<br>Desoxigenación catalítica |
| Filtración de seguridad | Protección bombas AP y pozos en caso de incidentes sobre la filtración principal | Cartuchos regenerables o descartables<br>Filtro de regeneración automática |
| Inhibición anticorrosión | Protección complementaria de las instalaciones de superficie y equipamientos de pozos | Inyección de un inhibidor de corrosión compatible con el agua y los demás tratamientos |
| Desulfatación | Evitar la incompatibilidad química del agua de mar- agua de purga | Membranas Nanofiltración (SRU) |
| Lucha antibacteriana | Esterilización del agua para evitar el colmado de la formación, la corrosión de los equipamientos y el "souring" del yacimiento. | Cloración (revisión)<br>Inyección de bactericidas<br>Esterilización por radiaciones UV<br>Revestimiento y ánodos solubles. |

# Tratamiento de los fluidos de producción

## Separación de Gas, Petróleo y Agua

En la mayoría de los casos, el petróleo crudo a la salida del pozo es una mezcla trifásica que comprende: Una fase gaseosa. Una fase líquida de hidrocarburos (el crudo propiamente dicho). Una fase acuosa (el agua de formación). Este efluente también puede transportar partículas sólidas en suspensión como arenas que provienen de la formación, productos de corrosión, componentes parafínicos o asfálticos que han precipitado.

Este crudo efluente del pozo no puede ser comercializado tal como está. Es necesario hacerle un tratamiento para que sea un producto que cumpla con las especificaciones de venta que requiere el cliente. El tratamiento puede consistir en varios procesos que deben llevarse a cabo a fin de cumplir con las especificaciones del crudo. El separador es el dispositivo que se utiliza para hacer la separación, o sea, disociar accionando sobre su densidad, el petróleo, los gases y el agua contenidos dentro del efluente a la salida de un pozo de producción.

Una situación similar pasa con el gas, el cual debe ser tratado para poder ser reutilizado, exportado o inyectado en un gasoducto, el mismo debe pasar por un proceso que le permita cumplir con las exigencias del cliente.

El agua que se desprende de la separación mencionada también debe ser tratada para poder volver a inyectarla como agua de reinyección en los procesos de recuperación secundaria o ser vertida al mar, pero para ello debe cumplir con las exigencias medioambientales pertinentes es por ello que el tratamiento del agua también es importante en este proceso.

**Porque es necesaria la separación:**

*Por razones técnicas:*

- Productos estables (hay que respetar la especificación de presión de vapor y, para hacerlo, hay que estabilizar el crudo).
- Productos medibles (es decir, que lo podamos contar, sin agua, sin sedimentos y sin gas a fin de poder conocer exactamente las cantidades vendidas).
- Productos bombeables (hay que poder movilizar el crudo de la terminal al petrolero, y del petrolero a la refinería).
- Productos no incrustantes (Es decir que estos productos no tienen la propiedad de recubrir los cuerpos, las tuberías, las cisternas con una capa mineral como por ejemplo: depósitos de sulfatos carbonados, etc.).

*Por razones comerciales:*

- Productos anhídridos (los clientes no desean transportar agua).
- Productos no corrosivos (protección del petrolero, de las refinerías y de los clientes: sales - H2S).

*Para asegurar:*

- El transporte seguro (es decir, evitar cualquier riesgo de aumento de presión en los petroleros por el riesgo de explosión que esto puede ocasionar).
- La provisión regular de los hidrocarburos producidos (buen tratamiento por ejemplo, de las espumas, las emulsiones, para evitar el paro de la cadena de tratamiento).

- Para desechar al medio ambiente – sin contaminar - los componentes sin valor comercial:

Ejemplo: las aguas de producción no tienen ningún valor, por lo tanto son desechables, pero se debe tratarlas a fin de preservar el medioambiente.

Para llevar a cabo la separación trifásica de los componentes que emanan de la formación del pozo es necesario contar con un sistema para el cual el principal elemento es el separador.

Generalmente se usan tres principios físicos para conseguir la separación física del gas y los líquidos y/o sólidos: la velocidad, la gravedad y la coalescencia. Cualquier separador puede emplear uno o más de estos principios, sin embargo, las fases deben ser inmiscibles y contar con densidades diferentes para que la separación pueda ocurrir.

Un separador es un recipiente cerrado que trabaja a presión en el cual se separar dos o tres fases del fluido producido por los pozos, para convertirlos por medio de un tratamiento en productos que cumplan con los requerimientos de calidad y control ambiental para su posterior venta y/o desecho.

Figura 31. Separador de petróleo.

### *Funciones primarias de los separadores*

- Remover el petróleo del gas
- Remover el gas del petróleo
- Separar el agua

### *Tipos de separadores*

Los separadores se pueden clasificar por:

- Por configuración: Verticales, Horizontales, Esféricos.
- Por el numero de fases: Bifásico, Trifásico, Tretrafásico.
- Por la presión de trabajo: Baja presión, Media presión, Alta presión.
- Por la función: Separador de prueba, Separador de producción general, Separador de baja temperatura, Separador de medición o Separador de Test, Separador de espuma.

En la siguiente imagen podemos ver cómo está compuesto un separador

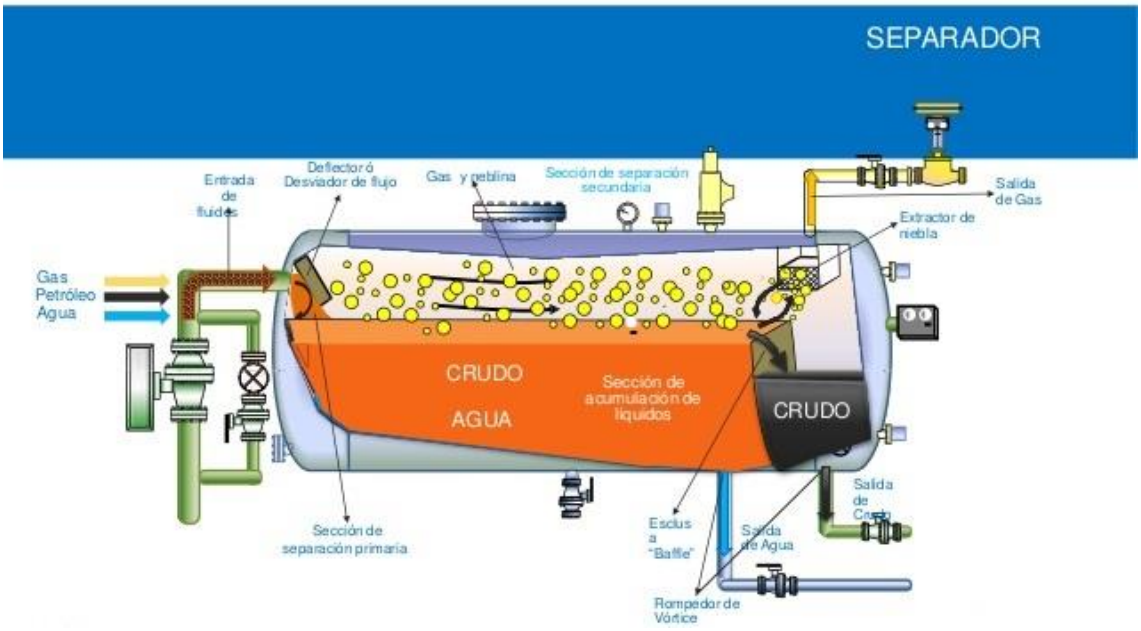



Figura 31. Esquema del separador de petróleo.

## *Componentes de un separador*

- Desviador de flujo: consiste en un dispositivo que se instala a la entrada del separador

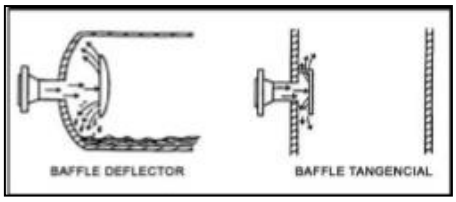



Figura 32. Desviador de flujo

- Platinas antiespumantes: Ayudan al rompimiento de las burbujas de espuma. Se instala en la interface gas/liquido del correspondiente separador.

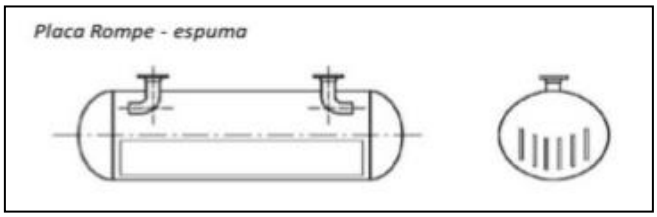



Figura 33. Platinas antiespumantes.

- Extractor de niebla: Se instala en la descarga de gas del separador y se constituye en el elemento principal de la sección de coalescencia.

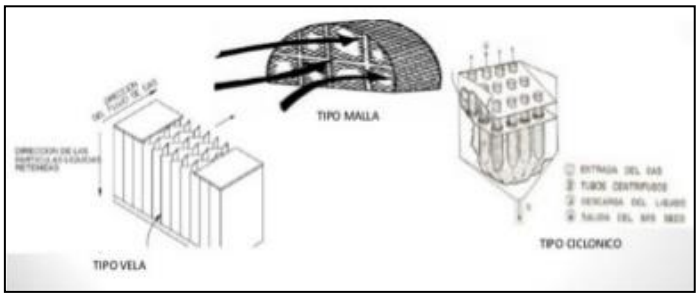



Figura 33. Extractor de niebla.

- Rompedores de vórtice: Localizados en las salidas de petróleo y agua. Su función es contrarrestar el efecto de remolino que se puede ocurrir cuando el petróleo y el agua salen del separador. Estos dispositivos previene que partículas de gas salgan por las líneas de líquido.

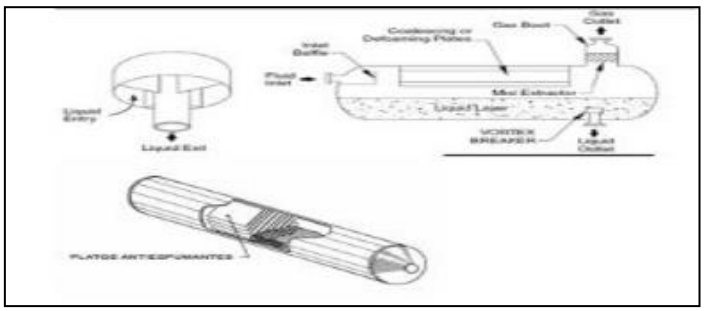


Figura 34. Rompedor de vórtice.

- Esclusa: Localizada en el fondo del separador, divide el separador en dos compartimientos: agua y petróleo. Solo permite que el petróleo rebalse al compartimiento correspondiente.

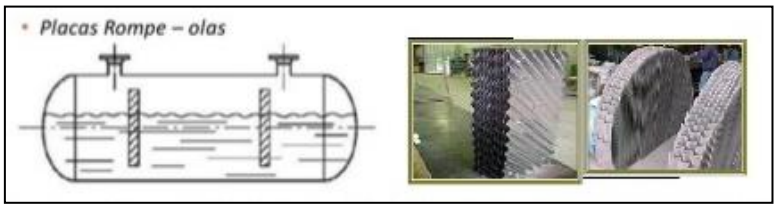



Figura 35. Esclusa.

## *Secciones del separador*

- Sección de separación primaria: la separación en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo, separando del gas grandes volúmenes de líquido.
- Sección de separación secundaria: se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente del gas, las gotas se separan principalmente por gravedad.
- Sección de extracción de niebla: separación de las gotas de líquido que no se eliminaron en las secciones anteriores. Estas se colectan sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a la sección de acumulación de líquidos.

- Sección de almacenamiento de líquidos: se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Compuesta de un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.

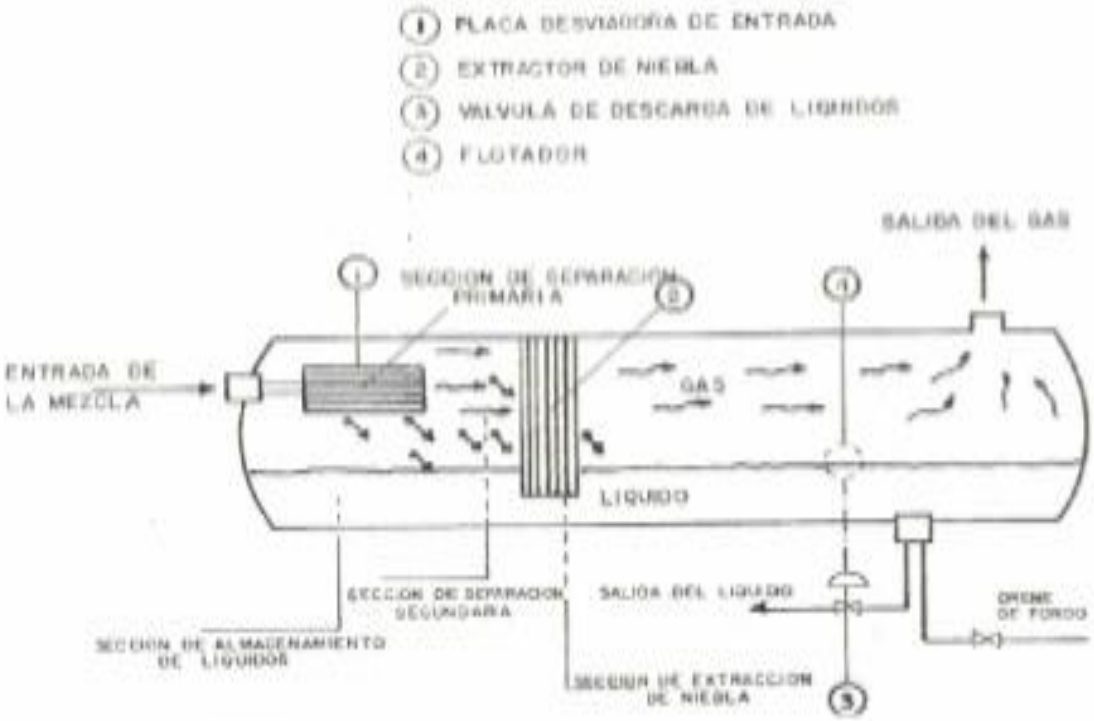



Figura 36. Secciones del separador.

## Proceso de separación

### *Separadores horizontales.*

Figura 37. Separador horizontal.

El fluido entra en el separador y se contacta con un desviador de ingreso, causando un cambio repentino en el impulso y la separación bruta inicial de líquido y gas. La gravedad causa que

gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección. Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas arrastrado evolucione del petróleo y suba al espacio de gas. También provee volumen de oleada, si fuese necesario, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel. El controlador de nivel siente cambios en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga. El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego horizontalmente por medio de la sección de asentamiento de gravedad sobre el líquido. Mientras el gas fluye por esta sección, gotas pequeñas de líquido que no fueron separadas por el desviador de ingreso son separadas por la gravedad y caen a la interfaz de gas - líquidos. Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no son fácilmente separadas en la sección de asentamiento de gravedad. Por lo tanto, antes que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de fundición, o un extractor de neblina. Esta sección emplea aletas, malla de alambre, o placas para fundir y remover las gotas muy pequeñas. Un controlador abre y cierra la válvula de control de presión en la salida de gas para mantener la presión deseada en el recipiente. Normalmente, los separadores horizontales se operan llenados solamente hasta la mitad con líquidos para maximizar el área de interfaz de gas - líquidos.

### *Separadores verticales.*

Figura 38. Separador vertical.

En esta configuración el flujo de entrada entra al recipiente por un lado. A igual que con el separador horizontal, el desviador de ingreso hace la separación bruta inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección de líquidos en el recipiente, y luego baja a la salida de líquidos. Cuando el líquido llega al equilibrio, las burbujas de gas fluyen en sentido contrario a la dirección del flujo de líquidos y eventualmente migran al espacio de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga de líquidos opera de la misma forma como en el separador horizontal. El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego arriba hacia la salida de gas. En la sección de asentamiento de gravedad, las gotas de líquido caen hacia abajo, en sentido opuesto a la dirección del flujo de gas. El gas pasa por la sección de extractor de neblina antes de salir del recipiente. La presión y el nivel son mantenidos de la misma forma que en el separador horizontal.

El separador vertical es efectivo en aplicaciones de GOR bajas o altas, y frecuentemente es utilizado en plataformas costa fuera donde hay poco espacio en el piso.

### *Separadores esférico.*

Figura 39. Separador esférico.

Las mismas cuatro secciones previamente descritas también están en este recipiente. Los separadores esféricos pueden ser considerados como un caso especial de separadores verticales sin un casco cilíndrico entre los dos cabezales. Este diseño puede ser muy eficiente de punto de vista de contención de presión, pero debido a su capacidad limitada de oleada líquido y dificultades con la fabricación, los separadores esféricos ya no son especificados para aplicaciones para campos petrolíferos.

### *Otras configuraciones.*

Algunos separadores operan con fuerza centrífuga. Aunque los separadores centrífugos ocupan un espacio eficiente, no son comúnmente utilizados en las operaciones de producción porque son sensibles a la tasa de flujo y requieren de caídas en presión mayores a las de las configuraciones estándar. Otro tipo de separador utilizado en ciertas aplicaciones de flujo alto de gas / bajo de líquidos es el separador de filtro. Estos pueden ser horizontales o verticales en configuración. Los tubos de filtración en la sección de separación inicial procuran fundir la neblina líquida en gotas más grandes mientras el gas pasa por los tubos. Una sección secundaria, que consiste de aletas u otros elementos de extracción de neblina, remueve estas gotas fundidas. Este recipiente puede remover el 100% de todas las partículas mayores a 2 micras y el 99% de aquellas hasta un mínimo de 0,5 micras. Los separadores de filtro comúnmente son utilizados en las entradas de compresores en estaciones de compresión en el campo, como depuradoras finales corriente arriba de las torres de contacto de glicol y en aplicaciones de instrumento / gas de campo. El diseño es propietario y dependiente del tipo de elemento de filtro utilizado.

Los separadores de dos barriles antes eran comunes. En estos diseños las cámaras de gas y de líquidos están separadas. El flujo entra al recipiente por el barril superior y se choca con el desviador de ingreso. Los líquidos libres caen al barril inferior mediante un tubo de flujo. El gas fluye a través de la sección de asentamiento de gravedad y se encuentra con el extractor de neblina en ruta a la salida de gas. Los líquidos se drenan mediante un tubo de flujo al barril inferior. Cantidades pequeñas de gas arrastrado en el líquido son liberadas en el barril de

recolección de líquidos y fluyen hacia arriba por la tubería de flujo. De esta manera, la acumulación de líquidos es separada de la corriente de gas para que no haya oportunidad que oleadas de gas se derramen y vuelvan a arrastrar al líquido. Ya no se utilizan mucho las unidades de dos barriles debido a su costo adicional y porque existen pocos problemas con los separadores de un solo barril.

### *Horizontal vs. Vertical*

Los separadores horizontales normalmente son más eficientes en el manejo de grandes volúmenes de gas que los tipos verticales porque las gotas líquidas caen de manera perpendicular al flujo de gas en la sección de asentamiento de gravedad, y se asientan más fácilmente de la fase de gas continua. Además, debido a que el área de interfaz es más grande en un separador horizontal, es más fácil que las burbujas de gas, que salen de la solución cuando el líquido se aproxima al equilibrio, alcancen el espacio de gas. En términos de un proceso de separación de gas – líquidos, los separadores horizontales serían preferidos. Sin embargo, tienen desventajas que podrían llevar a la preferencia de un separador vertical en ciertas situaciones:

- Los separadores horizontales no manejan los sólidos tan bien como los separadores verticales. La sección de disposición de líquidos en un separador vertical puede ser colocada en el centro del cabezal en el fondo para que los sólidos, que de otras formas se acumularían en el separador, puedan pasar al próximo recipiente en el proceso. Como un alternativo, se puede colocar un desagüe en esta locación para la disposición periódica de los sólidos, mientras el líquido sale del recipiente en una elevación un poco más alta. Es necesario colocar varios desagües por el largo de un recipiente horizontal y debido a que los sólidos tienen un ángulo de repose de 45º a 60º, se debe dejar poco espacio entre los intervalos de los desagües. Es caro tratar de alargar la distancia entre los desagües, proveyendo chorros de arena para convertir los sólidos en líquidos mientras los desagües están en operación, esta táctica no ha tenido mucho éxito en el campo.
- Los recipientes horizontales requieren de más área plana que los recipientes verticales equivalentes. Aunque esto no sea muy importante en las locaciones terrestres, puede ser muy importante costa fuera.
- Los recipientes horizontales tienen menos capacidad de oleada líquida. Para un dado cambio en la elevación de la superficie del líquido, típicamente hay un incremento mayor en el volumen del líquido para un separador horizontal que para un separador vertical cuando ambos tienen el tamaño adecuado a la misma tasa de flujo. Sin embargo, la geometría del recipiente horizontal requiere que el dispositivo de cierre de alto nivel esté localizado cerca del nivel normal de operación. En un recipiente vertical, el cierre puede ser colocado más alto, permitiendo más tiempo para que el controlador de nivel y la válvula de descarga reaccionen a la oleada. Adicionalmente, las oleadas en recipientes horizontales pueden crean olas internas que activen el dispositivo de cierre.

Se debe señalar que los recipientes verticales también tienen desventajas no relacionadas al proceso que se deben tomar en consideración cuando se hace la selección. Estas incluyen:

- Puede ser difícil mantener a algunas válvulas de alivio y algunos de los controles sin escaleras y plataformas especiales.
- Puede ser necesario remover el recipiente de su skid para transportarlo debido a las restricciones de altura para el transporte. Por lo general, los recipientes horizontales son más económicos para la separación normal de petróleo y gas, particularmente cuando puede haber problemas con emulsiones, espuma, o relaciones altas de gas – petróleo.
- Los recipientes verticales funcionan más efectivamente en aplicaciones GOR bajas o muy altas, como con depuradoras.

### *Factores que afecta la separación*

- Tamaño de las partículas de líquido: indica la velocidad máxima que debe tener el gas para permitir la separación de las partículas de ese diámetro o mayores.
- Velocidad del gas: depende de las propiedades físicas del líquido y del gas.
- Presión del separador: es un factor muy importante en la separación, ya que al disminuir la presión de separación principalmente en la separación del gas y condensado, la recuperación de líquidos aumenta.
- Temperatura de separación: a medida que disminuye la temperatura de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en el separador. La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes del fluido y sus densidades.
- Viscosidad del gas: a medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la viscosidad de asentamiento, y por lo tanto la capacidad de manejo del gas del separador.
- Densidad del líquido y del gas: afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores, ya que es directamente proporcional a la diferencia de densidades de líquido y gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

## Almacenamiento

Los depósitos por lo general de forma cilíndrica, son de dos tipos: depósitos de techo fijo y depósitos de techo flotante. Sobre estos últimos, el techo flota, sube y baja según suba o descienda el producto contenido en el tanque.

Figura 40. Tanques de almacenamiento de techo fijo.

## *Tanques de techo fijo*

Pensados para el almacenamiento de hidrocarburos poco volátiles de crudo desgasificado o bituminosos que generan leves emisiones a la atmósfera (la presión interna en marcha normal es casi nula).

Son de construcción simple, de techo cónico o semiesférico. Son los más económicos de instalar.

Sus capacidades van de 13 mil metros cúbicos a 90 mil metros cúbicos.

## *Tanques de techo flotante*

Estos están destinados al almacenamiento de los hidrocarburos mas volátiles.

El producto almacenado debe ser previamente desgasificado.

Consiste en una estructura donde el techo flota en la superficie del líquido para evitar la formación de un cielo gaseoso.

El volumen de estos tanques puede llegar al millón de barriles.

Figura 41. Tanques de almacenamiento de techo móvil.

## *Unidades de almacenamiento flotantes*

Existen varios tipos de unidades de almacenamiento flotante, entre ellas las FPSO, las FSO y las FPU.

Las FPSO es una unidad de producción y almacenamiento flotante.

Las FSO son unidades que no cuentan con un puente adicional, para soportar un proceso o instalaciones que se encuentran por encima del puente principal

Las FPU son iguales a las FPSO pero sin capacidad de almacenamiento.

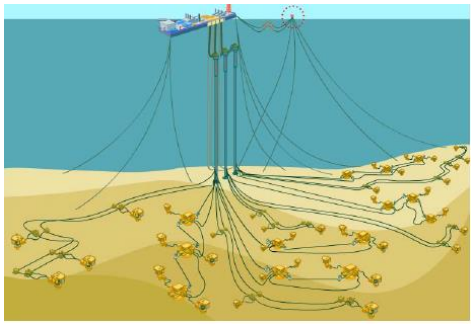


Figura 42. Vias de recuperación de petroleo.

Figura 43. FPSO

## *Asignación de las cisternas*

Existen distintos tipos de cisternas:

- De recepción (settling tanks)
- De almacenamiento del crudo desgasificado (COT)
- De lastre (piques delanteros y traseros)
- Slop
- De metanol
- De servicio (para diésel, fuel, agua dulce)

Para poder proteger las cisternas se utiliza un gas inerte que impide la mezcla combustible de Gas HC/ Aire. Esto permite:

- Mantener en presión el almacenamiento durante la descarga.
- Mantener una atmósfera con <8% O2 en el almacenamiento.
- Garantizar las fases de purga (desgasificación) de una cisterna. Los gases de hidrocarburos se eliminan mediante el gas inerte.
- Garantizar las fases de eliminación de aire de una cisterna, luego de realizar trabajos y antes de la puesta en servicio (puesta en gas de hidrocarburos).

El gas inerte que proviene de las calderas o de los generadores es una mezcla de nitrógeno (77%), CO2 (13%), vapor de agua (5%), oxígeno (% variable, como mínimo 4%) y gases diversos en pequeñas cantidades.

Se lo utiliza para reducir en todos los estadios del mantenimiento, el tenor de oxígeno y gas de hidrocarburos de la mezcla que ocupa el espacio libre de las cisternas. La proporción mínima de oxígeno necesario para la combustión es de 11,5%.

Los límites de inflamabilidad de una mezcla de hidrocarburos en función del tenor de oxígeno están representados en la imagen por zonas sombreadas.

A la línea A/B, se la llama línea de dilución crítica con el aire, dado que si los tenores de gas de hidrocarburos y oxígeno corresponden a puntos situados bajo esta recta, no hay posibilidad de explosión en el caso de que se produzca una entrada brusca de aire.

Para estar seguro de obtener tal resultado, cuando las cisternas están vacías o lastradas, se mantiene el tenor de gas de hidrocarburos a menos de 2% y el tenor de oxígeno en 5%.

*Límites de inflamabilidad de una mezcla de hidrocarburos*

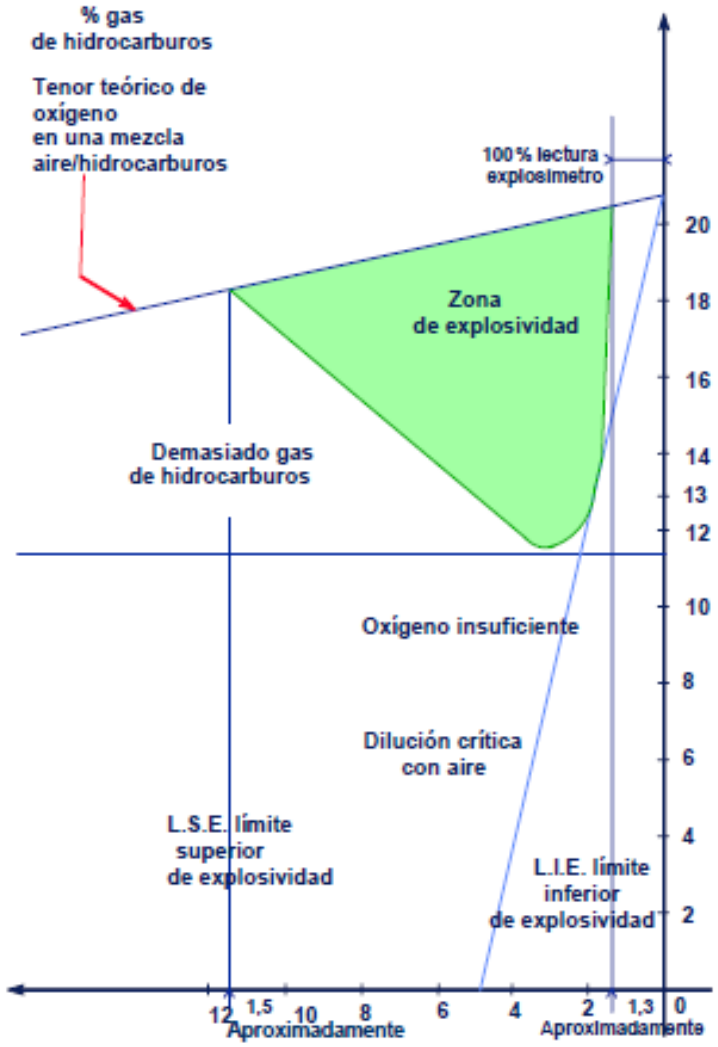



Figura 44. Límite de mezcla gas-oxigeno.

Lavado de cisternas:

El lavado de una cisterna de almacenamiento se realiza con petróleo, agua (de mar o de producción de agua dulce)

Se usan bombas de carga, de deslastre, desagüe y eyectores de desagüe.

El lavado de una cisterna se realiza para:

- Remediar la entrada de agua de una cisterna (Volumen demasiado importante)
- Retirar los hidrocarburos fijados en las paredes y refuerzos de paredes (Lavado con petróleo)
- Retirar los sedimentos de la cisterna.
- Retirar los chorros y acumulaciones de petróleo (Lavado con agua).
- Reducir al máximo la duración de la clarificación (desgasificación), retirando al máximo el petróleo.

Equipamiento de las cisternas:

- Bocas de aspiración
- Cañones de lavado de superficie y fondo
- Acceso para inspección (escaleras, puentes, agujeros de hombre, jaula de escaleras) y evacuación.
- Colectores, tuberías de descarga y válvulas.
- Refuerzos estructurales de la unidad (carlingas, topes y refuerzos)
- Instrumentación (Temperaturas TI, niveles LI, presión PI, interfaces y alarmas)
- Toma de muestra atmósfera gaseosa
- Ánodos y revestimientos de superficie

Equipamiento de exterior de la cisterna:

- Válvulas de presión/depresión
- Tuberías de gas inerte (con sistema de aislación)
- Tuberías de Crude Oil Washing (con sistema de aislación)
- Tuberías de operación
- Bocas de hombre y aberturas
- Puntos de calibrado y toma de muestra
- Instrumentación LI y LAH, como radares.
- Equipo de ajuste manual bomba sumergible.

## Almacenamiento de GLN

El volumen útil del almacenamiento en la terminar metanera se obtiene por la diferencia entre el volumen total y volumen de talón (volumen que no puede extraerse en condiciones de operación normales) y, el volumen muerto que no puede llenarse en condiciones de operación normales (volumen por encima de los niveles de alarma y volumen que no puede llenarse con el fin de conservar la posibilidad de circulación de GNL entre los diferentes tanques de almacenamiento de GNL)

El volumen utilizable del almacenamiento en la terminal metanera se obtiene por la diferencia entre el volumen útil del almacenamiento y el volumen de almacenamiento para necesidades operativas.

El volumen disponible en un momento dado es la parte del volumen utilizable no asignado y todavía disponible para los usuarios de la terminal metanera.

# Transporte

## Gasoductos, oleoductos y medios de impulsión

*Transporte de Petróleo y Gas*

El papel del transporte en la industria petrolera es considerable: Europa Occidental importa el 97% de sus necesidades, principalmente de África y de Oriente Medio y Japón el 100%.

Pero los países que se autoabastecen están apenas mejor dotados, porque los yacimientos más importantes se encuentran a miles de kilómetros de los centros de consumo, en EE.UU como en Rusia, en Canadá como en América Latina.

En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques tanqueros son los medios por excelencia para el transporte del crudo. El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a exportación.

Los "buques-tanques", barcos donde el petróleo es transportado, se construyen generalmente para este fín y son, en realidad, verdaderos tanques flotantes. En Europa, el aprovisionamiento de zonas industriales alejadas del mar exige el equipamiento de puertos capaces de recibir los superpetroleros de 300.000 y 500.000 Tn de carga, almacenamientos gigantes para la descarga y tuberías de conducción (pipe-lines) de gran capacidad.

Los buques petroleros o buques-tanque llevan las máquinas propulsoras a popa, para evitar que el árbol de la hélice atraviese los tanques de petróleo y como medida de protección contra el riesgo de incendio. Algunos de los petroleros de mayor porte encuentran dificultades para atracar en puertos que carecen de calado adecuado o no disponen de muelles especiales. En estos casos se recurre a boyas fondeadas a distancia conveniente de la costa, provista de tuberías. Estas, conectadas a terminales en tierra, permiten a los grandes buques petroleros amarrar y descargar el petróleo sin necesidad de ingresar al puerto.
La pipe line de petróleo crudo (oleoducto) es el complemento indispensable y a veces el competidor del navío de alta mar: en efecto, conduce el petróleo del yacimiento situado a una distancia más o menos grande de tierra adentro, al puerto de embarque, del yacimiento submarino a la costa más cercana; del yacimiento directamente a la refinería o finalmente, del puerto de desembarco a la refinería.

En suma, el transporte de petróleo tiene dos momentos netamente definidos: el primero es el traslado de la materia prima desde los yacimientos hasta la refinería donde finalmente será procesada para obtener los productos derivados; el siguiente momento es el de la distribución propiamente dicha, cuando los subproductos llegan hasta los centros de consumo.
Los oleoductos troncales (o principales) son tuberías de acero cuyo diámetro puede medir hasta más de 40" y que se extienden a través de grandes distancias, desde los yacimientos hasta las refinerías o los puertos de embarque. Están generalmente enterrados y protegidos contra la corrosión mediante revestimientos especiales.

El petróleo es impulsado a través de los oleoductos por estaciones de bombeo, controlados por medios electrónicos desde una estación central, que hacen que el petróleo avance continuamente a unos cinco kilómetros por hora.

Los gasoductos, en primer término, conducen el gas natural que puede producirse desde un yacimiento de gas libre o asociado a plantas separadoras y fraccionadoras.
A partir de dichos procesos de separación, el gas ya tratado entra a los sistemas de transmisión para ser despachado al consumidor industrial y doméstico.

La instalación de oleoductos y gasoductos requiere gran cantidad de estudios previos, en los cuales se tiene en cuenta todo lo que puede acortar o beneficiar el proceso de transporte. Por caso, la construcción de un oleoducto o gasoducto que puede tener que cruzar montañas, ríos o desiertos, constituye una gran tarea de ingeniería, que por lo general es realizada conjuntamente por varias empresas que contribuyen a la norme inversión de capital necesaria.

Hoy por hoy, el sistema de transporte de hidrocarburos por tuberías resulta tan eficiente y económico que existen miles de kilómetros de ellas.

## *Distribución*

Dado que los combustibles fósiles son fundamentales en la economía mundial, el proceso de distribución cuenta con el desarrollo de una extensa red logística para llevar los combustibles desde la refinería hasta los centros de consumo.

Este proceso de distribución usa instalaciones y vehículos para el transporte y almacenamiento. En el caso de combustibles de amplia utilización como las naftas, el gas oil y el combustible para aviación, este complejo sistema incluye a los poliductos, terminales de despacho, camiones de transporte especiales y estaciones de servicio. Las tecnologías de estas instalaciones son diversas y permanentemente actualizadas procurando la llegada de los combustibles a sus usuarios en los lugares, momentos y cantidades requeridas, con el mínimo riesgo ambiental.
Ciertos clientes importantes pueden ser servidos por las refinerías de manera directa. Así es como una central eléctrica recibirá su fuel-oil directamente por poliducto o por camiones cisternas.
Los poliductos son sistemas de cañerías destinados al transporte de hidrocarburos o productos terminados. A diferencia de los oleoductos convencionales -dedicados exclusivamente al transporte de petróleo crudo-, los poliductos transportan una gran variedad de combustibles ya procesados en la refinería. A través de ellos pueden trasladarse principalmente kerosene, combustibles para aviación, naftas, gas oil y gases. El transporte se realiza en baches sucesivos. Sucede normalmente que un poliducto de grandes dimensiones contenga cuatro o cinco productos diferentes en distintos puntos de su recorrido, que son entregados en la terminal de recepción o en estaciones intermedias ubicadas a lo largo de la ruta. Para esta operación se programan los envíos: las presiones y la velocidad de desplazamiento de cada producto son controladas por medio de centros de computación. A condición de que se cumplan ciertas normas, el nivel de mezcla de los sucesivos productos que pasan por el poliducto alcanza sólo a pocas decenas de metros cúbicos. Esto permite recuperar esta mínima fracción que pasó por el poliducto como producto de menor calidad, sin que se afecte la calidad final del producto.
Las terminales de despacho son plantas de almacenamiento, donde se acopian los combustibles enviados desde las refinerías, a la espera de su carga en los camiones cisterna que abastecen a las estaciones de servicio. Además de los grandes tanques de almacenaje, un elemento central de estas terminales es el Laboratorio de Control de Calidad. Este permite asegurar que todas las partidas de combustible que se despachan en la planta estén dentro de las especificaciones requeridas.

Para llevar los combustibles desde las plantas de despacho hasta las estaciones de servicio, se utilizan camiones cisterna, especialmente diseñados y equipados con las últimas tecnologías. Los modernos camiones pueden transportar aproximadamente 40.000 litros de combustible, contando además con dispositivos electrónicos que miden permanentemente la carga recibida, en tránsito y despachada. Utilizan un sistema de carga ventral -esto es, el líquido ingresa por la parte inferior del tanque-. De esta manera no se genera electricidad estática y se

recuperan los gases que se encuentran dentro del receptáculo, evitando que sean liberados a la atmósfera.
En la Argentina hay más de dos mil camiones cisterna en operación; las flotas son renovadas continuamente, adecuándolas a las crecientes exigencias de seguridad y protección ambiental.

## *Sistemas de Transmisión de Gas*

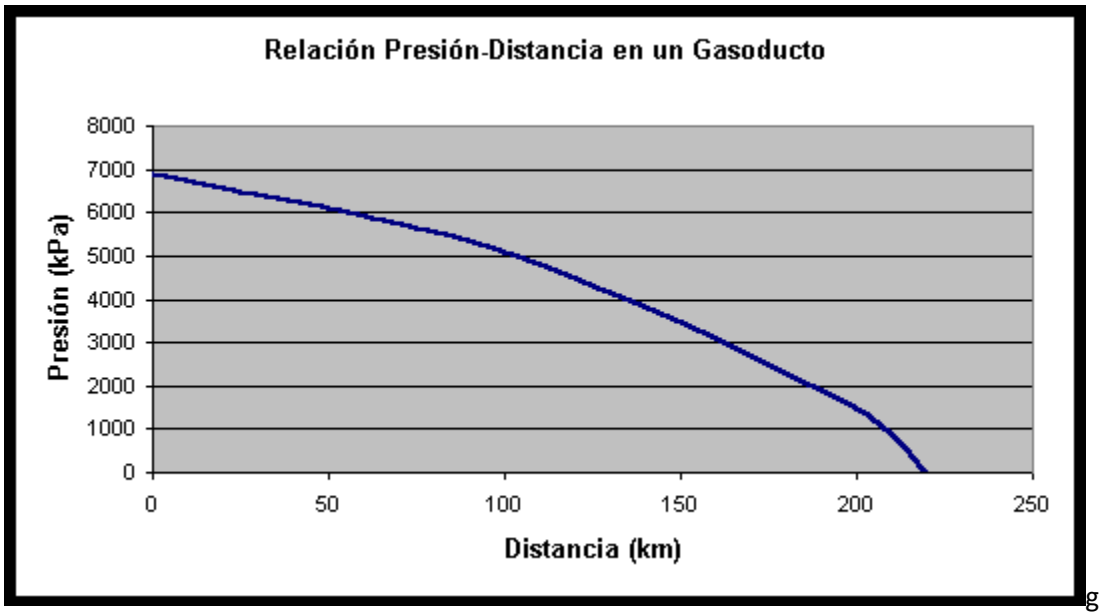
Un sistema de transmisión de gas natural comprende tuberías de alta presión que transportan gas entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo (de mercado).
El gas distribuido en las áreas de mercado ingresan al sistema de distribución a presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales. El gas también puede ser transportado para su almacenaje o bien para su conexión a otros sistemas de transmisión.

Los sistemas de transmisión consisten de secciones de tubería interconectados y frecuentemente incluyen estaciones compresoras ubicadas a intervalos conforme a las necesidades de variación de presión del flujo de gas a través de las tuberías. La distancia entre estaciones compresoras consecutivas puede ser desde 48 km a más de 241 km, dependiendo de las condiciones del flujo como así también de los requerimientos económicos y las condiciones del terreno por donde se desarrolla el sistema.

Las presiones de operación máximas de los sistemas de transmisión son generalmente mayores a 34 bar y pueden llegar a los 103 bar.

Relación Presión-Distancia en ductos.

Supongamos una sección de gasoducto típico con una capacidad de transporte de 20 * 106 m3/diarios.
Comenzando a 68 bar, el gas disminuye aproximadamente 18 bar de presión en los primeros 100 km, y 36 bar en los 100 km siguientes. A los 220 km, la presión debería descender a cero. Esta relación no lineal entre la presión y la distancia es causada por la expansión del gas.




g

| Condiciones supuestas | |
|---|---|
| Diámetro | 76,2 mm |
| Flujo | 20 millones m3/d |
| Temperatura | 15º C |

Para una tubería horizontal, el gradiente de presión en algún punto es proporcional al cuadrado de la velocidad del gas en ese punto. Como su presión baja, el gas se expande ocupando mayor volumen y extensión de la tubería, y también la velocidad se incrementa. El incremento de velocidad, a su turno, hace que el gradiente de presión sea mayor.

Esto ilustra por qué la compresión es localizada a intervalos relativamente cortos en sistemas de ductos. Si una estación compresora de poder suficiente es ubicada a los 100 km., por ejemplo, ésta puede volver la presión a 70 bar y con lo cual se retorna a la relación presión-distancia relativamente monótona. En cambio, si la próxima estación compresora es ubicada al doble del intervalo aquel (a los 200 km), más de tres veces de caballos de fuerza(HP) serán requeridos para retornar a la presión de 70 bar.

Este ejemplo también muestra los beneficios de presiones de operación más altas y el mantenimiento de estas presiones en un sistema de transmisión. Para un ducto de diámetro y flujo dados, a la más alta de las presiones, la pendiente de la curva de presión es la más monótona (no presenta casi variación).

La presión de operación más alta, sin embargo, requiere de más compresión para el gas abastecido al sistema, junto con un mayor grosor de la lámina de acero o bien la utilización de acero más resistente en la construcción del ducto.

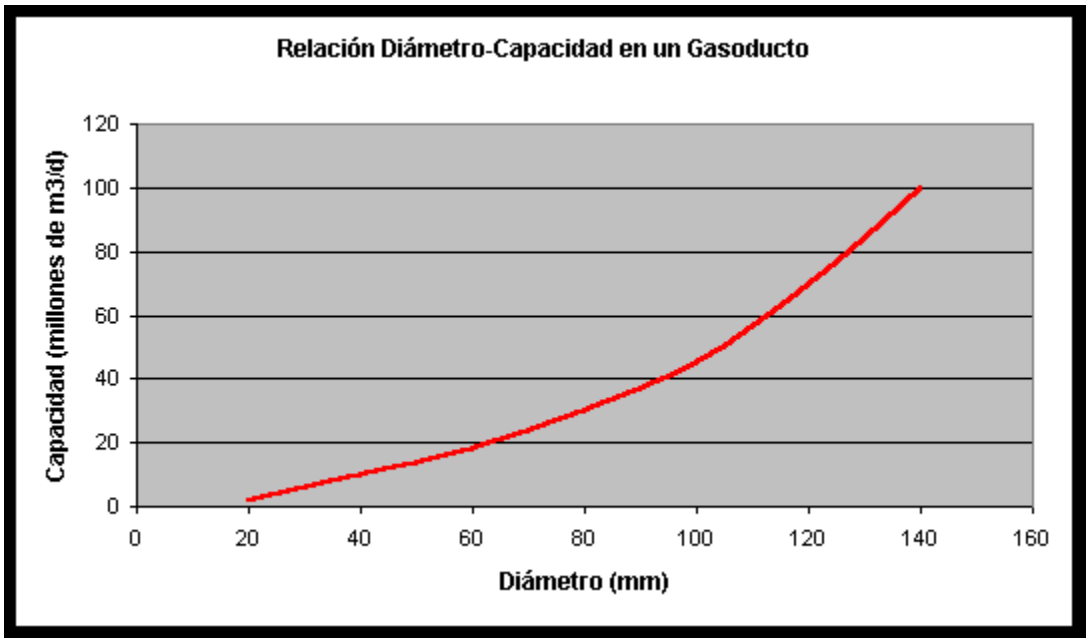
Selección del ducto.

Efecto del diámetro sobre la capacidad del ducto

La capacidad de transporte de un ducto, aproximadamente, es una función de su diámetro elevado a la 2,5; asumiendo fijas las presiones de entrada y salida, esta puede expresarse como:

$$\frac{C1}{C2} = \frac{D1^{2,5}}{D2^{2,5}}$$

donde Ci es la capacidad y Di es el diámetro de la línea respectiva.

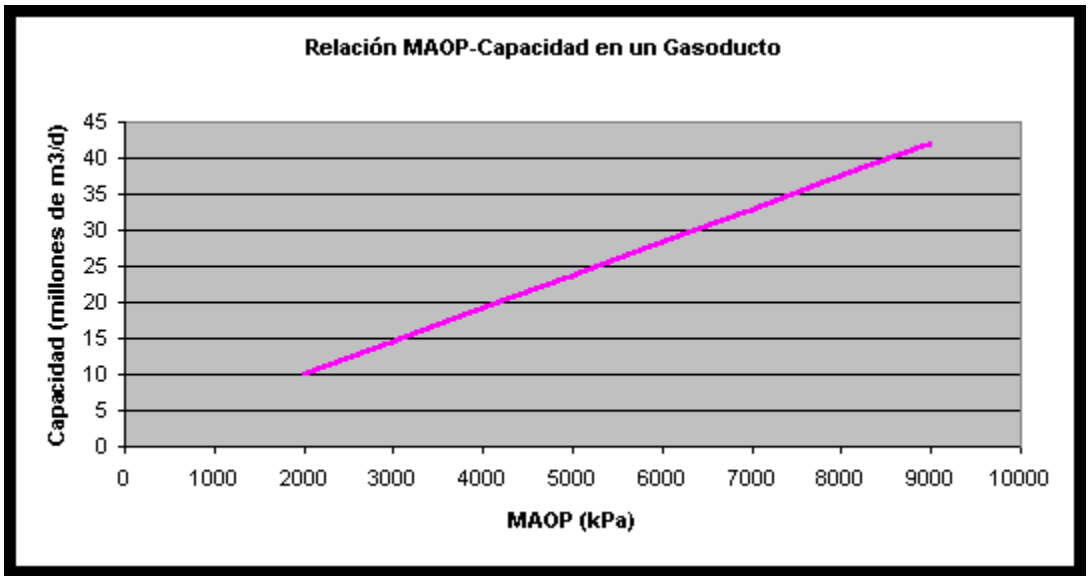



| Condiciones supuestas | |
|---|---|
| Distancia | 100 km |
| MAOP | 70 bara |
| P1 | 70 bar |
| P2 | 53 bar |

Efecto de la presión de operación sobre la capacidad

La capacidad máxima de transporte de un gasoducto de un tamaño dado es prácticamente una función lineal de la presión de operación, pasando por alto el hecho que el gas natural no sigue las leyes clásicas de gas de presión, volumen y temperatura.

La presión máxima a la cual un gasoducto puede ser operado se llama presión de operación máxima permitible (MAOP).




| Condiciones supuestas | |
|---|---|
| Diámetro | 91,4 mm |
| Temp. Flujo | 15º C |
| P1 | MAOP |
| P2 | MAOP/1,3 |

Determinación del espesor de las paredes del ducto
El método aceptado para la determinación del espesor de las paredes de un ducto es la fórmula de Barlow,

$$t = \frac{P * D}{2 * S * F * E * T}$$

donde:
t: espesor nominal de pared (mm)

P: presión de diseño (kPa)

D: diámetro exterior (mm)

S: resistencia mínima especificada (MPa)

F: factor de diseño

E: factor de unión longitudinal

T: factor de temperatura

El factor de diseño depende del tipo de localización; los mismos son, generalmente, aplicables en Norteamérica, aunque difieren según las jurisdicciones,

| Clase de Localización | Densidad de Población | Factor de Diseño |
|---|---|---|
| 1 | < 11 | 0,72 |
| 2 | 11 a 45 | 0,60 |
| 3 | > 45 | 0,50 |
| 4 | | 0,40 |

El factor de temperatura depende de la temperatura del gas de diseño como se muestra a continuación:

| Temperatura (ºC) | T – factor de temperatura (*) |
|---|---|
| £ 120 | 1,000 |
| 150 | 0,966 |
| 180 | 0,929 |
| 200 | 0,905 |
| 230 | 0,870 |

(*) Para temperaturas intermedias, el factor se determina por interpolación

Tipos de fuerza motriz y compresores

En general, hay cuatro tipos de fuerza motriz que se utilizan y dos tipos de compresores. La unidad integrada por la fuerza motriz y el compresor debe ser seleccionado teniendo en cuenta la aplicación particular de la estación compresora.

## *Estaciones Compresoras*

La función de una estación compresora de gas es elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrar la energía necesaria para su transporte. Para la estación se cuenta con una línea de succión donde el flujo inicia su recorrido, pasando luego por unos medidores de flujo computarizados que son los encargados de medir y almacenar minuto a minuto toda la información referente a la corriente de entrada, datos de presión, temperatura, volumen y caudal. El gas continúa su recorrido hacia los compresores, pasando antes por los "scrubbers", que se encargan de extraer el posible contenido de líquido. Finalmente, el gas a una mayor presión, sale por la línea de descarga de las compresoras, pasando por los medidores de flujo de esta línea.

Toda estación cuenta, también, con un suministro de potencia para la puesta en marcha de los compresores, un motor por cada compresor, un ventilador para el sistema de enfriamiento, un sistema de válvulas que regulan el paso de gas tanto para el funcionamiento de los compresores como para el sostenimiento de la presión de trabajo deseada, un pequeño compresor para el accionamiento de dichas válvulas, filtros que se encargan de extraer las impurezas que pueda contener el gas para cumplir con los requerimientos del mercado y toda la instrumentación necesaria para el control del proceso de compresión.

Además, dentro de la estación se cuentan con tanques de almacenamiento para los lubricantes y refrigerantes que son utilizados en los motores, y para los condensados drenados en la operación, esto último, con el propósito de proteger y conservar el entorno natural. Es importante señalar que en cada estación compresora de gas natural, se cuenta con el plan de manejo ambiental dando cumplimiento a la disposiciones legales nacionales sobre la materia.

Selección del compresor

Un compresor consiste de dos componentes principales: una fuerza motriz y un compresor. La selección de un particular tipo dependerá de las consideración en conjunto de los aspectos técnicos y económicos.

Las consideraciones técnicas deberían incluir:

· disponibilidad en el tamaño requerido;

· compatibilidad con los tipos ya existentes en operación;

· fiabilidad, seguridad y flexibilidad bajo variaciones de presión;

· conveniencia para operación remota o manual;

· disponibilidad de energía (por ejemplo, para motores eléctricos) y

· consideraciones ambientales (emisiones, niveles nocivos).

Las consideraciones económicas debieran incluir:

· costo de capital;

· costos de mantenimiento y operación;

· costo de combustible.

# Sistemas de impulsión

## Gas

### *Tipos de compresores*

Clasificación según el método de intercambio de energía:

Hay diferentes tipos de compresores atmosféricos, pero todos realizan el mismo trabajo: toman gas a baja presión, lo comprimen y lo regresan para ser reutilizado.

- El compresor de desplazamiento positivo: Las dimensiones son fijas. Por cada movimiento del eje de un extremo al otro tenemos la misma reducción en volumen y el

correspondiente aumento de presión (y temperatura). Normalmente son utilizados para altas presiones o poco volumen.

- El compresor de pistón: Es en esencia una máquina con un mecanismo pistón-biela-cigüeñal. Todos los compresores se accionan por alguna fuente de movimiento externa. Lo común es que estas fuentes de movimiento sean motores, tanto de combustión como eléctricos. En este caso, cuando el cigüeñal gira, el pistón desciende y crea vacío en la cámara superior, este vacío actúa sobre la válvula de admisión, se vence la fuerza ejercida por un resorte que la mantiene apretada a su asiento, y se abre el paso del gas para llenar el cilindro. El propio vacío, mantiene cerrada la válvula de salida.

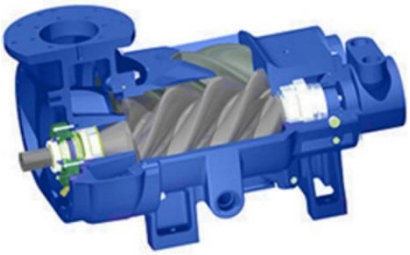
  Durante la carrera de descenso, todo el cilindro se llena de gas. Luego, cuando el pistón comienza a subir, la válvula de admisión se cierra, la presión interior comienza a subir y esta vence la fuerza del muelle de recuperación de la válvula de escape o salida, con lo que el gas es obligado a salir del cilindro a una presión algo superior a la que existe en el conducto de salida.

  Excepto en casos especiales, en el cuerpo del compresor hay aceite para lubricar las partes en rozamiento, así como aumentar el sellaje de los anillos del pistón con el cilindro.

- El compresor de tornillo (caracol): Aún más simple que el compresor de émbolo, el compresor de tornillo también es impulsado por motores (eléctricos, diésel, neumáticos, etc.). La diferencia principal radica que el compresor de tornillo utiliza dos tornillos largos para comprimir el gas dentro de una cámara larga. Para evitar el daño de los mismos tornillos, aceite es insertado para mantener todo el sistema lubricado. El aceite es mezclado con el gas en la entrada de la cámara y es transportado al espacio entre los dos tornillos rotatorios. Al salir de la cámara, el gas y el aceite pasan a través de un largo separador de aceite donde el gas ya pasa listo a través de un pequeño orificio filtrador. El aceite es enfriado y reutilizado.
- Sistema pendular Taurozzi: consiste en un pistón que se balancea sobre un eje generando un movimiento pendular exento de rozamientos con las paredes internas del cilindro, que permite trabajar sin lubricante y alcanzar temperaturas de mezcla mucho mayores.
- Alternativos o reciprocantes: utilizan pistones (sistema bloque-cilindro-émbolo como los motores de combustión interna). Abren y cierran válvulas que con el movimiento del pistón aspira/comprime el gas. Es el compresor más utilizado en potencias pequeñas.
- De espiral (orbital, scroll).
- Rotativo de paletas: en los compresores de paletas la compresión se produce por la disminución del volumen resultante entre la carcasa y el elemento rotativo cuyo eje no coincide con el eje de la carcasa (ambos ejes son excéntricos). En estos compresores, el rotor es un cilindro hueco con estrías radiales en las que las palas (1 o varias) comprimen y ajustan sus extremos libres al interior del cuerpo del compresor, comprimiendo así el volumen atrapado y aumentando la presión total.
- Rotativo-helicoidal (tornillo, screw): la compresión del gas se hace de manera continua, haciéndolo pasar a través de dos tornillos giratorios. Son de mayor rendimiento y con una regulación de potencia sencilla, pero su mayor complejidad mecánica y costo hace que se emplee principalmente en elevadas potencias, solamente.
- Rotodinámicos o turbomáquinas: utilizan un rodete con palas o álabes para impulsar y comprimir al fluido de trabajo. A su vez éstos se clasifican en axiales y centrífugos.

Imágenes de compresores alternativos montados en un skid, con sus respectivos scrubber de
iamiento inte

Compresor a Tornillo



## Petróleo

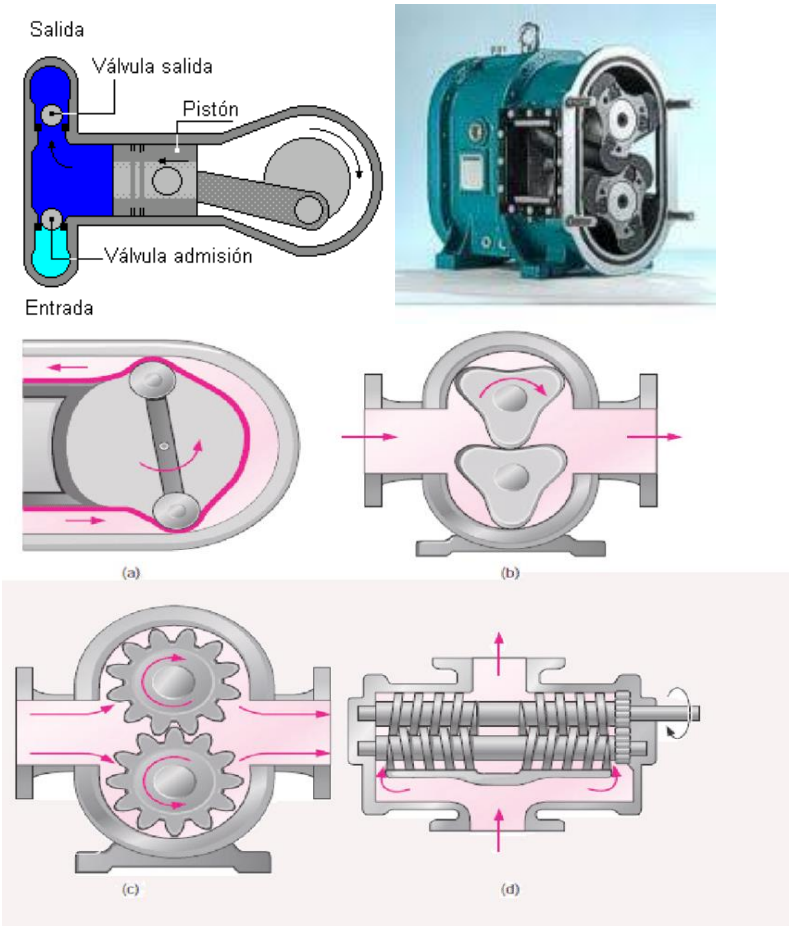
### *Clasificación de las bombas*

Las bombas son máquinas en las cuales se produce una transformación de la energía mecánica en energía hidráulica (velocidad y presión) comunicada al fluido que circula por ellas. Atendiendo al principio de funcionamiento, pueden clasificarse en los siguientes grupos:

- Bombas de desplazamiento positivo o volumétricas:
  En ellas se cede energía de presión al fluido mediante volúmenes confinados. Se produce un llenado y vaciado periódico de una serie de cámaras, produciéndose el

trasiego de cantidades discretas de fluido desde la aspiración hasta la impulsión. Pueden a su vez subdividirse en:

- Alternativas: dentro de este grupo se encuentran las bombas de pistones y émbolos.
- Rotativas. A este grupo pertenecen las bombas de engranajes, tornillo, lóbulos y paletas.

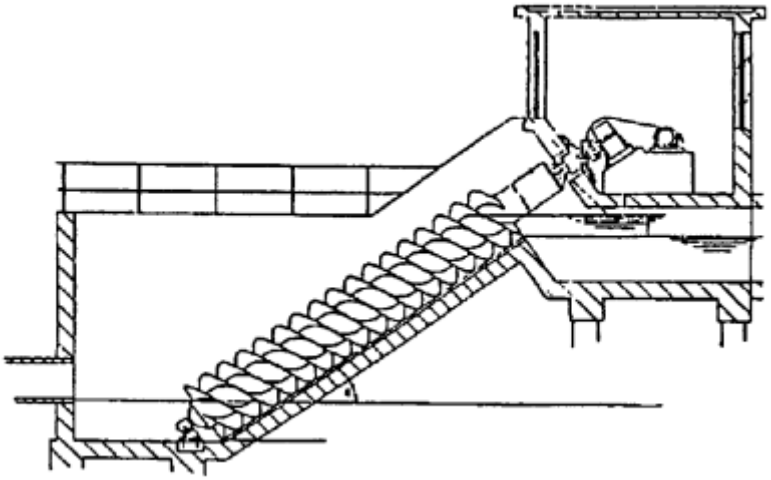



## *Bombas de tornillo*

Las bombas de tornillo pertenecen al grupo de las bombas de desplazamiento positivo. Se basan en el principio del tornillo de Arquímedes, consistente en un eje giratorio inclinado que lleva ensamblado una serie de chapas formando una superficie helicoidal que produce una elevación del fluido en su movimiento de rotación. Estas bombas presentan dos ventajas sobre las bombas centrífugas:

- Utilizan sólidos de gran tamaño sin que por ello se atasquen.
- Funcionan con velocidad constante para una gran variedad de caudales con rendimientos bastante notables. Pueden tener tamaños desde 0.3 a 3 m. de diámetro exterior y sus capacidades oscilan desde 0.01 a 3.2 m3 /s. Las bombas de tornillo están inclinadas un ángulo normalizado de 30º a 38º; en el caso de 30º la bomba tiene mayor capacidad pero ocupa más espacio que si se emplea un ángulo de 38º. Se limita la altura de bombeo a unos 7 m.

El régimen de giro oscila entre 30 y 50 rpm y alcanzan rendimientos de un 80% a capacidad máxima.



- Turbo bombas:
  La turbo bomba es una máquina hidráulica que cede energía al fluido mediante la variación del momento cinético producido en el impulsor o rodete. Atendiendo a la dirección del flujo a la salida del rodete, pueden clasificarse en:
  - Centrífugas: el flujo a la salida del rodete tiene dirección perpendicular al eje (flujo radial).
  - Axiales: dirección del flujo a la salida es paralela al eje (flujo axial).
  - Helicocentrífugas: el flujo es intermedio entre radial y axial (flujo mixto).
  - La forma del rodete y de la carcasa son variables según el tipo de bomba centrífuga. En las bombas de flujo radial el líquido entra axialmente en el rodete por la boquilla de aspiración y se descarga radialmente hacia la carcasa. En las bombas de flujo mixto el líquido entra axialmente en el rodete y se descarga en una dirección entre la radial y la axial. En las bombas de flujo axial el líquido entra y sale del rodete axialmente.

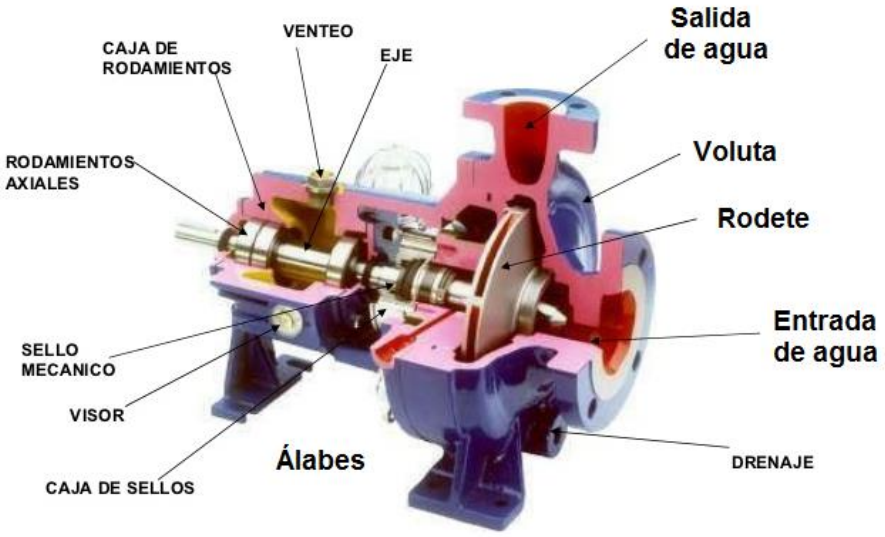
## *Bombas centrifugas*

Elementos constitutivos de las bombas centrífugas.

Una bomba centrífuga se compone de dos elementos principales:

- Un rodete o impulsor, constituido por álabes que producen un cambio en el momento cinético del fluido, de modo que su velocidad y presión a la salida son superiores a las de la entrada.

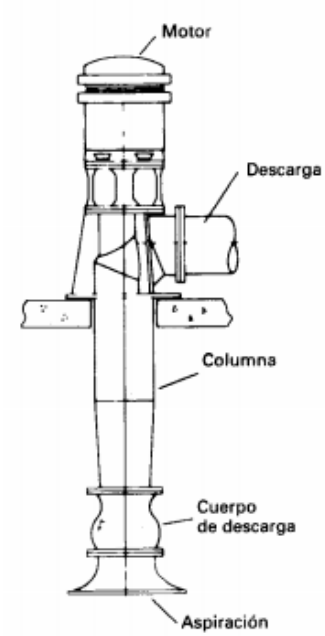
- Voluta, encargada de conducir al fluido desde la salida del rodete hasta la brida de descarga. Esta formada por un conducto cuya sección aumenta gradualmente hasta alcanzar la salida de la bomba. En ella, parte de la energía de velocidad se transforma en energía de presión, reduciéndose las pérdidas por fricción. Es frecuente la existencia a la salida del rodete, de un difusor constituido por álabes fijos y cuya misión es la de contribuir a esta transformación de




energía cinética en energía de presión.

## *Bombas de flujo axial*

Las bombas de flujo axial se emplean para bombear grandes caudales a poca altura. Son más baratas que las bombas de flujo radial o mixto.



### *Bombas sumergibles*

Como su nombre indica, motor y bomba se encuentran bajo la superficie libre del liquido. Suponen una solución para el bombeo en el caso de instalaciones con poco NPSH disponible o alturas de aspiración excesivamente elevadas. Como inconveniente es necesaria la extracción competa de la tubería para su mantenimiento.

### *Bombas dilaceradoras*

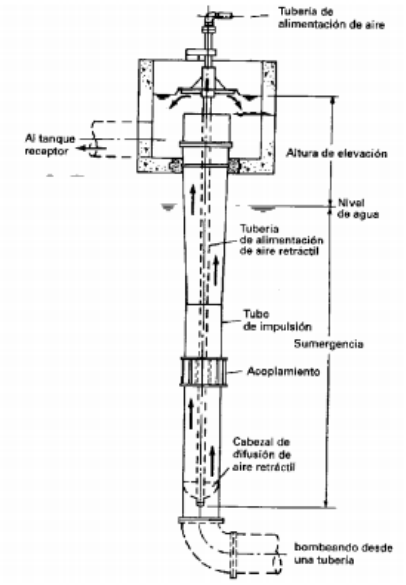
A la vez que impulsan agua, el rodete dotado de alabes con elementos de corte dilacera los sólidos en suspensión. Su rendimiento no es muy elevado.

### *Bombas de tornillo excéntricas*

De utilidad para la impulsión de líquidos con gran viscosidad y alto contenido de sólidos. Se emplean para el bombeo de lodos y fangos activos.

### *Bombas de emulsión por aire (air-lift)*

Están constituidas por una tubería de impulsión a la que se inyecta aire a presión por su parte inferior. Con ello se produce una mezcla aire-agua de densidad inferior a la del agua circundante, con tendencia a ascender. Se utilizan para alturas de elevación pequeñas de hasta 1,5 m con rendimientos mediocres entorno al 30%. La ventaja principal de este tipo de bomba es que al carecer de elementos móviles son inatascables.




## Medios de transporte del Petróleo

### *Los buques petroleros*

Un petrolero es un buque cisterna de construcción especial, diseñado para el transporte de crudo o productos derivados del petróleo.

Petrolero Aframax *Eagle Atlanta*, de 107.106 dwt, eslora 246 m, manga 42m, construido en *Koyo Dockyard - Mihara, Japan*, en 1999. Foto realizada en Gibraltar el 11 de Octubre de 2010.

Las diferencias básicas entre un buque de carga corriente y un petrolero son:

1-Resistencia estructural: En un buque normal la carga es soportada por las cubiertas en el espacio de las bodegas; en un petrolero gravita sobre el fondo, forro exterior y mamparos. Además, en aguas agitadas se producen fuerzas de inercia que actúan sobre los costados y mamparos. La estructura del petrolero debe de ser más resistente que otros barcos.

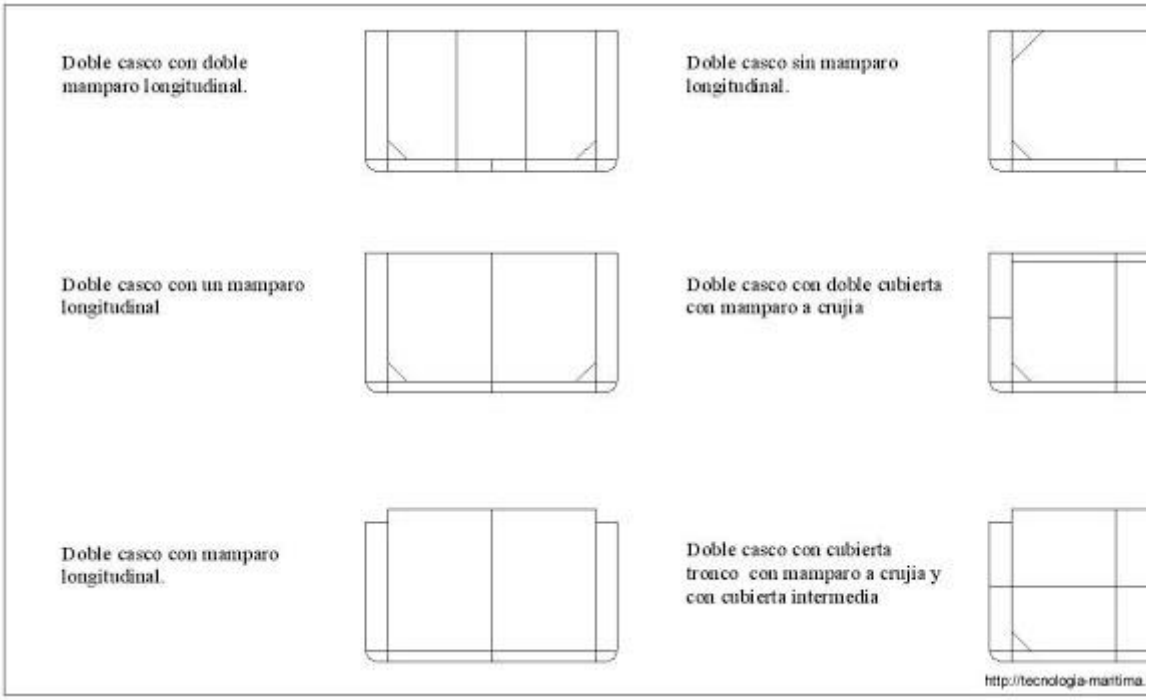
2-Estanqueidad al petróleo: Los tanques de carga deben ser estancos al petróleo y sobre todo a los gases producidos por él, que al mezclarse con el aire hacen una mezcla explosiva. Debe de evitarse que circuitos eléctricos pasen por los tanques o cámara de bombas.

3-Variación del volumen de la carga: La carga aumenta su volumen 1% por cada 10º C de incremento de la temperatura. Si el tanque se llena mucho, al calentarse rebosaría. Y si se llena poco se tendrá un cargamento móvil que reduce la estabilidad y el espacio libre se llena de gases explosivos.

4-Sistema de bombas de carga y descarga de petróleo: La cámara de bombas suele estar a popa de los tanques de carga, para trasiego de la carga. Son bombas de gran capacidad y son movidas por vapor o motor eléctrico.

5-Ventilación: Se producen vapores de petróleo en los cóferdams y cámara de bombas, son más pesados que el aire y es necesario expulsarlos de estos espacios.

Actualmente los petroleros de nueva construcción, por imperativo de la legislación vigente del Convenio Marpol, deberán de llevar protegidos los tanques de carga, con tanques de lastre o espacios que no sean tanques de carga o combustible. Es decir, contarán con doble casco, opcionalmente se podrá plantear el proyecto del buque con cubierta intermedia.




Distintos tipos de cuadernas maestras de aplicación en petroleros.

Los petroleros doble casco, en detrimento de los más antiguos diseños de un solo casco, son menos sensibles a sufrir daños y provocar vertidos en accidentes de colisión con otros buques o embarrancamiento.

Los cargamentos de un petrolero se dividen en:

- Pesados o sucios: crudos, asfalto, fuel-oil.

- Ligeros o limpios: gasolinas, gasoil, keroseno, etc.

Si se transporta crudo, fuel-oil y en general productos de gran viscosidad, hay que calentar los tanques, para darle fluidez a la carga y facilitar la descarga. El llenado y vaciado se hace por el fondo.

El lastrado se realizaba llenando con agua los tanques de carga, actualmente en los buques de nueva construcción llevan tanques de lastre separados.

Como complemento de los tanques de carga, están los tanques de decantación "Slop" destinados a retener los residuos de las mezclas generadas por el lavado de los tanques con crudo. Normalmente se disponen dos, a popa de los de carga.

La cámara de bombas de carga está situada a popa de la cántara, las bombas suelen ser turbobombas accionadas con vapor o bombas accionadas con motor eléctrico.

La propulsión actualmente suele ser por medio de motor Diesel lento (antiguamente se empleaban turbinas de vapor), se suelen incorporar también una caldera de gases de escape y una o dos calderas de mecheros para alimentar las turbobombas de carga y calefacción de tanques.

Cuando se vacían los tanques éstos se llenan con vapores de petróleo y gases explosivos, para eliminarlos se emplea el equipo de gas inerte. El gas inerte se obtiene por tratamiento de los gases de escape de los motores auxiliares o por medio de un generador independiente, el gas inerte es básicamente CO2.

## *Clasificación de los Buques Petroleros*

Los buques petroleros se suelen agrupar según su capacidad de transporte e idoneidad para cada tráfico:

• **Shuttle Tanker (lanzaderas)**: Son buques especializados que repiten continuamente el trayecto de ida y vuelta, desde pozo (instalación offshore), a la refinería en tierra donde descarga el crudo para su tratamiento. Su tamaño no es excesivamente grande 80.000 a 200.000 TPM, pero cuentan con gran capacidad de maniobra, posicionamiento dinámico y equipamiento para realizar la carga de crudo en el mar.

Petrolero Shuttle *Stena Alexita*, 127.500 TPM, construido en 1998 por *Hashihama Shipbuilding Co* (Japón). Foto realizada a su paso frente al Castillo de San Felipe (Ferrol), en septiembre de 2008.

Petrolero Shuttle *Aberdeen* de 80.000 TPM, contruido por Astilleros Españoles de Sestao en 1996.

• **Coastal Tanker (Costeros)**: Son buques de hasta 16.500 TPM usados en trayectos cortos.

Petrolero *Lagan* de 6800 TPM, mide 105,20 metros de eslora total, 17 de manga, 9,80 de puntal y 7,80 de calado. Fue construido por Astilleros Armón en Vigo en 2008. (Foto Astilleros Armón).

• **General Purpose Tanker (Multipropósito)**: Van desde 16.500 a 25.000 TPM, operan en diversos tráficos.

Petrolero *Campeón*, 22.221 TPM, construido por Astilleros Españoles de Puerto Real (Cádiz) en 1999.

• **Handy Size Tanker:** Se trata de buques de 25.000 a 45.000 TPM, ejemplos de áreas de operación son el Caribe, costa Este de los Estados Unidos, Mediterráneo y Norte de Europa.

Petrolero Handysize *Marinoula*, 45.000 TPM, construido en 2000 por Shipyard Brodosplit. (Foto *Brodosplit)*.

• **Panamax:** Con tonelajes entre los 55.000 y 80.000 TPM. Su nombre se debe a que originalmente las dimensiones de estos buques cumplían con las máximas permitidas para su tránsito por el Canal de Panamá (274 metros de eslora, 32 m de manga y 13 m de calado).

Petrolero Panamax *Stena Poseidon*, 75.000 TPM, construido en 2006 por Shipyard Brodosplit, Croatia. (Foto Stena).

• **Aframax:** Derivados de la Average Freight Rate Assessment, se acepta un rango de entre 75.000 y 120.000 TPM. Sus tráficos habituales incluyen cargamentos entre puertos ubicados en áreas como el Caribe, el mar Mediterráneo o el Golfo Pérsico.

*Stena Arctica*, 116.500 TPM, construido en 2005 por *Hyundai Heavy Ind*. (Foto Stena).

• **Suezmax:** Sus módulos van desde las 120.000 hasta los 200.000 TPM. En sus orígenes su nombre estaba vinculado a que el módulo con su mayor carga cumplía con las máximas dimensiones permitidas para el tránsito por el canal de Suez, aunque hoy en día navegan por este canal buques de hasta 300.000 TPM.

Petrolero Suezmax *Valencia*, 172.000 TPM, construido en 1977 en Bazán Ferrol. (Foto Bazán).

Petrolero Suezmax *Montesperanza*, contruido en Corea por Samsung Heavy Industries Co en 2012. (Foto Ibaizabal Group).

• **V.L.C.C. (Very Large Crude Carrier):** Con pesos muertos desde 200.000 hasta 320.000 TPM. Por sus dimensiones se trata de buques que operan por lo general en terminales mar adentro.

Petrolero *Munguía*, 300.000 TPM, construido en 1977 por Astano (Ferrol), saliendo de la ría de Ferrol, frente al castillo de San Felipe (Foto Astano).

Petrolero *Stena Vision*, 312.600 TPM, construido en 2001 por Hyundai Heavy Ind. Co. Ltd. (Foto Stena).

• **U.L.C.C. (Ultra Large Crude Carrier)**: Son todos aquellos cuya capacidad de carga supere las 320.000 TPM. Estos superpetroleros aparecen en el mercado a finales de los años ’60. Debido a su gran tamaño son muy limitados para operar en aguas restringidas.

Petrolero *Jahre Viking* (ex. Seawise Giant), 565.000 TPM, construido en 1976 por Sumitomo H.I (Japón). Con 458,45 m de eslora total, 68,86 m de manga y 24,6 m de calado, fue el buque más grande de todos los tiempos hasta su desguace en 2010.

Petrolero *Pierre Guillaumat*, con 555.000 TPM con 414,23m de eslora, construido en 1977 por Alsthom (Francia), uno de los mayores petroleros jamás construidos.

Petrolero *Arteaga*, con 325.795 TPM y 347,94 m de eslora, construido en Astano en 1972, fue uno de los más grandes petroleros fabricados en grada inclinada.

En la tabla siguiente se incluye un resumen de la clasificación de los petroleros por tamaño indicando también el precio promedio de petroleros de nueva construcción y petroleros usados;

| CLASIFICACION DE PETROLEROS POR TAMAÑO | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **CLASE** | **TAMAÑO DWT** | **CLASIFICACION** | **TAMAÑO DWT** | **PRECIO NUEVO** | **PRECIO USADO** |
| General Purpose tanker | 10,000–24,999 | Product tanker | 10,000–60,000 | $43M | $42.5M |
| Medium Range tanker | 25,000–44,999 | Panamax | 60,000–80,000 | | |
| LR1 (Large Range1) | 45,000–79,999 | Aframax | 80,000–120,000 | $58M | $60.7M |
| LR2 (Large Range2) | 80,000–159,999 | Suezmax | 120,000–200,000 | | |
| VLCC (Very Large Crude Carrier) | 160,000–319,999 | VLCC | 200,000–320,000 | $120M | $116M |
| ULCC (Ultra Large Crude Carrier) | 320,000–549,999 | Ultra Large Crude Carrier | 320,000–550,000 | | |

## Trenes

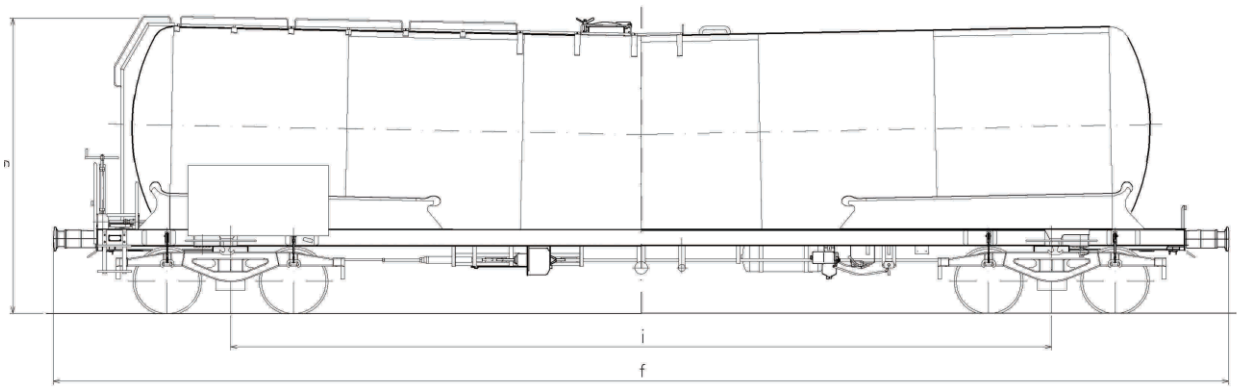
Es un método más invisible y flexible que un oleoducto: no exige un farragoso análisis ambiental y político, generalmente se emplean vías existentes para otros cargmentos y se adaptan a la demanda. Pero cada vez es más polémico por el secretismo que rodea a este transporte y los accidentes.

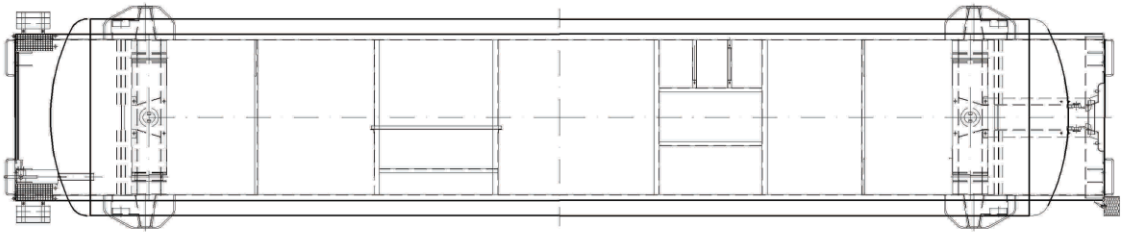
Pese al crecimiento mayúsculo, la mayor parte de petróleo se sigue moviendo mediante oleoductos. En 2013, transportaron 8.300 millones de barriles de crudo frente a los 291 millones en tren. Sin embargo, el ratio de accidente es entre 10 y 20 veces superior en los trenes.

Estas cifras y un grave accidente en Canadá, que mató a 47 personas en 2013, han llevado a endurecer las normativas.

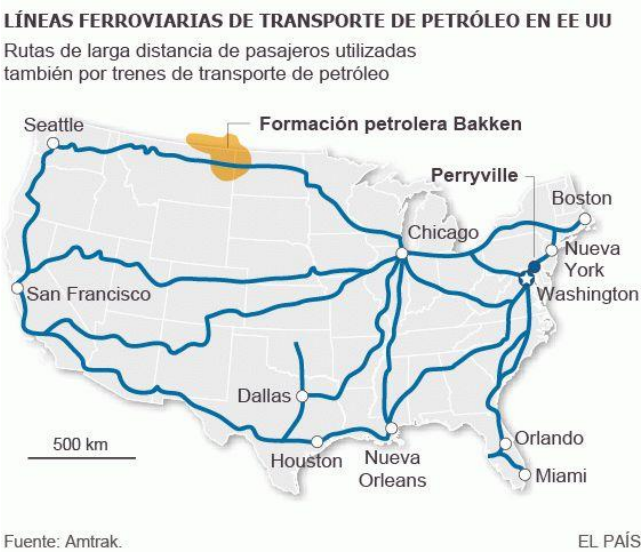
Las cisternas estan dotadas de dos dispositivos de recuperación de gases, un boca de carga instalada en la parte superior de la cisterna.

La descarga se realiza por gravedad, a través de las bocas laterales de accionamiento manual.



Los trenes mueven el 70% del petróleo que emana de la formación Bakken en Dakota del Norte, (EEUU).




## *Camiones Cisterna*

En la mayoría de los casos, este tipo de transporte se utiliza como modo de contacto entre las refinerías y las terminales portuarias para luego enviar las cargas por buques tanque.
Debido a que se trata de una sustancia peligrosa, los camiones deben cumplir con una cierta regulación para el transporte de mercancías peligrosas por carretera.

**Clasificación de las cisternas**
Se puede describir una cisterna como un depósito especial dedicado al transporte, normalmente de sección cilíndrica o más o menos elipsoidal, de eje horizontal, con casquetes o fondos abombados en sus extremos y provisto de valvuiería, conducciones y dispositivos de carga y descarga. Estas cisternas, como elemento portante, situada en la zona posterior de una cabeza tractora, unidas de forma fija (rígida), constituye un camión cisterna.
A efectos de clasificación, las cisternas pueden constituirse en remolques y semirremolques.

## *Remolques*

Son elementos de transporte integrados por una cisterna sobre un bastidor soportado por ejes de ruedas delanteros y traseros, unidos a una parte tractora o camión cisterna por un enganche reglamentario, pudiendo ambas partes quedar separadas.

## *Semirremolques*

Al igual que los remolques, no pueden moverse por sí mismos, precisando de un elemento motriz. Carecen de ejes de rueda delanteros, materializándose la unión a la parte tractora a través de una articulación especial donde queda fijado el pivote de sujeción (pivote real) de 2 pulgadas de diámetro del que va provisto todo semirremolque. A la parte de esta unión que va fija al tractor se le denomina la quinta rueda y se localiza a unos 300 mm por delante del último eje del tractor.
Con independencia del sistema de tracción, los semirremolques pueden ser: con chasis, en los que la cisterna va apoyada en toda su longitud sobre un bastidor y autoporlantes.

Sin bastidor, estando la propia cisterna calculada para resistir mecánicamente apoyada, por un lado en una placa giratoria y por otro, en los ejes traseros por medio del carretón trasero, falso bastidor auxiliar en la zona trasera. Tiene la gran ventaja de su reducido peso muerto y la de permitir la libre dilatación con productos a temperaturas distintas a la atmosférica. Mecánicamente trabaja como una viga simplemente apoyada en sus extremos. Son casi cilíndricas con fondos o casquetes semiesféricos.

**Elementos funcionales en las cisternas**

La funcionalidad de una cisterna implica la existencia de toda una serie de dispositivos, aberturas y orificios, tanto en la parte superior como en la parte baja.

En la parte superior van emplazadas las bocas de carga (en la modalidad de carga superior, actualmente en regresión), compuestas por un cuello fijado al cuerpo de la cisterna y una tapa o elemento de cierre. También se localizan en el domo de las cisternas, las guías de sonda, boca de hombre, plataforma de tránsito y bandejas de apoyo y recogida de producto.

Las bocas de carga son, como su nombre indica, las aberturas a las que se adapta el brazo de carga instalado en la plataforma fija de los terminales de carga. El número de bocas de carga serán tantos como compartimentos tenga la cisterna.

Cuando el llenado se hace por abajo, las bocas de carga y descarga son coincidentes, localizándose a nivel inferior, normalmente en un lateral de la cisterna.
Cada compartimento dispondrá de una boca de hombre (de inspección y ventilación de emergencia), de las dimensiones precisas para facilitar el acceso al interior del mismo, en orden a su mantenimiento, limpieza, reparación o inspección.
Las bocas de hombre poseen aberturas circulares de 200 a 300 mm de diámetro, para carga y control, actuando su tapa de cierre como válvula de emergencia ante sobrepresiones cuando en el interior del depósito se alcanzan los 250 ±15 milibares. Este tipo de cierre es hermético, estando provisto de mecanismos de apertura y cierre rápido.
Las guías de sonda para medición por alturas (alturas en mm alcanzado por el producto en cada compartimento) permiten el control de producto por varilla milimetrada y tabla de calibración, ambas homologadas.
Las bocas de descarga están dotadas de las correspondientes válvulas de vaciado y tapas roscadas. Estas válvulas se identifican con el mismo número de depósitos a los que están conectados, siendo la numeración, colores distintivos y disposición de las mismas, correlativas y en el mismo orden y sentido que los compartimentos de la cisterna.
Las válvulas de descarga, junto con las tapas roscadas, no permiten la salida de producto existente en la tubería de salida, a partir de las válvulas de fondo de la cisterna. Un buen funcionamiento de estas válvulas de fondo impide la salida del contenido existente dentro de la cisterna o compartimento ante una disfunción de las válvulas de descarga o un eventual rotura de las mismas por impacto-empotramiento. Para una mayor protección, las válvulas de vaciado o descarga, se alojan dentro de una caja metálica cerrada donde se localizan otros dispositivos de control (conexión de recogida de gases, convertidor de descarga, manómetros, etc.).

**Dispositivos de seguridad en las cisternas**
Con independencia de las válvulas y elementos propios de llenado y vaciado, las cisternas suelen ir provistas de otros dispositivos, cuya misión es conferir seguridad intrínseca a las operaciones de carga y descarga.

- **Sistema de ventilación**

Cada compartimento del camión cisterna dispone en su parte superior de un sistema de ventilación mecánico, de accionamiento en sobrepresión y depresión, a fin de evitar las deformaciones en las paredes de la cisterna en caso de carga o descarga al máximo régimen.

- **Adaptador normalizado de recuperación de vapores**

En el momento de la conexión de los brazos de carga provistos del adaptador API, éste ejerce presión sobre un mando de accionamiento neumático, común para las válvulas de fondo y de recuperación de vapores. De esta forma, abren simultáneamente ambas, permitiendo, por un lado, la entrada de producto en el compartimento y por otro, canalizando los vapores, a través del colector general que discurre a lo largo del domo de la cisterna hacia una boca lateral, desde la cual son conducidos a un tanque de almacenamiento de la instalación de carga.

- **Plataformas superiores**

Consisten en un pasillo metálico formado por un entramado a lo largo de la parte superior de la cisterna y cuya funcionalidad reside en el tránsito y en la operatividad precisa para efectuar con seguridad las maniobras de apertura y cierre de bocas de carga, controles e inspección del interior de los compartimentos

- **Escaleras de acceso a cisternas**
  Consiste en una escalera vertical de peldaños antideslizantes situada en la parte posterior de la cisterna y que permite el acceso a la plataforma de ésta.

# COMERCIALIZACIÓN

## Panorama internacional

El panorama internacional del sector gasista ha venido determinado en 2017 por dos factores fundamentales: la tendencia mundial a reducir la dependencia del carbón y las acciones encaminadas a garantizar la seguridad en el suministro. Estas dos tendencias se proyectan sobre una realidad cada vez más incontestable: el gas natural está en auge en todo el planeta, la demanda global aumentará en los próximos cinco años un 1,6% anual y China absorberá casi la mitad de ese incremento.

Según el World Energy Outlook (WEO) 2017 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la demanda de energía en el mundo podría aumentar un 30% desde hoy al año 2040. Pero cuando el informe se refiere al gas, habla de un crecimiento esperado del 45% para la misma fecha. En estas proyecciones, el gas formará tándem con las energías renovables en el camino de la descarbonización de la economía. De esta forma, se situará como el segundo combustible más destacado en el mix energético mundial después del petróleo.
El rol clave del gas en el panorama energético actual tiene mucho que ver con factores medioambientales y relacionados con la calidad del aire. El gas natural puede aportar soluciones más limpias al transporte terrestre y marítimo para reducir emisiones. Por otro lado, en la persecución de un aire más limpio en las ciudades será crucial la penetración de vehículos alternativos donde el gas cuenta con tecnología probada y accesible.

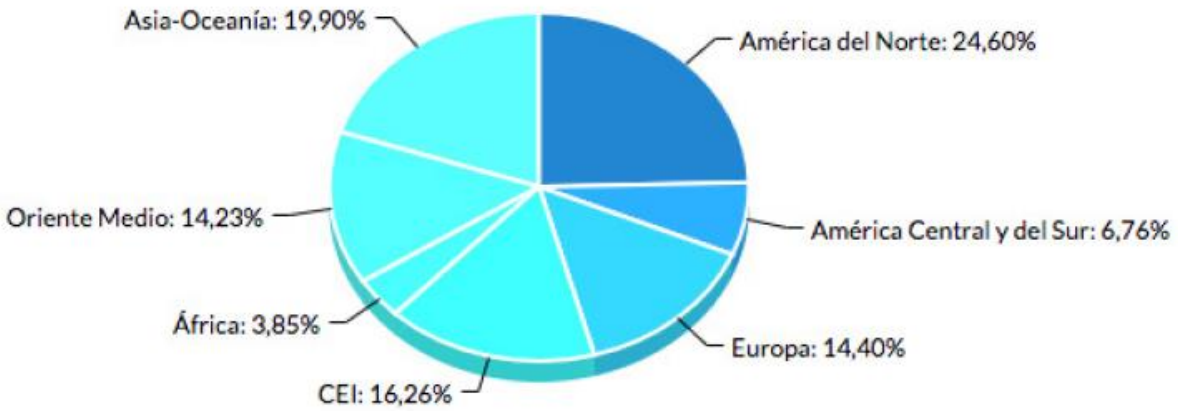
El suministro de gas también se volverá más diverso. La cantidad de puntos de licuefacción en todo el mundo se duplicará en 2040 con las principales incorporaciones procedentes de EEUU y Australia, seguidas por Rusia, Catar, Mozambique y Canadá.
La formación de precios se basará cada vez más en la competencia entre varias fuentes de gas, en lugar de la indexación del petróleo. De este modo, el GNL estadounidense actúa como un catalizador para muchos de los cambios anticipados en un mercado de gas más amplio.

## Consumo de gas natural

Cae el consumo en EEUU y crece en Europa
El dato más destacado ha sido el descenso del consumo en América del Norte, que pasa de representar el 27,60 % del total al 24,60%, mientras que la Unión Europea incrementa el consumo hasta representar el 14,40% del total, debido principalmente a las bajas temperaturas y al mayor uso del gas en detrimento del carbón. En América Central y del Sur y la antigua CEI también se registraron descensos en el consumo.

*Consumo de gas natural en el mundo por áreas geográficas (bcm)*

| | 1970 | 1980 | 1990 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2016(%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| América del Norte | 651,40 | 628,20 | 612,20 | 728,34 | 705,09 | 759,70 | 793,15 | 811,17 | 820,40 | 863,50 | 964,00 | 861,51 | 24,60 |
| América Central y Sur | 55,80 | 62,70 | 85,50 | 134,06 | 166,82 | 205,88 | 209,53 | 222,24 | 227,20 | 232,90 | 165,00 | 256,90 | 6,76 |
| Europa | 119,50 | 309,60 | 376,30 | 504,10 | 568,40 | 574,44 | 549,54 | 522,72 | 511,70 | 473,40 | 481,60 | 504,14 | 14,40 |
| CEI | 185,00 | 355,20 | 657,90 | 543,80 | 601,50 | 623,26 | 613,61 | 616,92 | 609,80 | 605,30 | 590,30 | 569,43 | 16,26 |
| África | 1,90 | 18,60 | 39,50 | 62,00 | 85,50 | 101,16 | 109,64 | 127,50 | 127,60 | 133,60 | 131,60 | 134,79 | 3,85 |
| Oriente Medio | 18,50 | 41,50 | 95,00 | 186,00 | 279,30 | 377,58 | 395,85 | 420,60 | 433,20 | 454,60 | 481,20 | 498,39 | 14,23 |
| Asia-Oceanía | 15,60 | 75,10 | 147,20 | 284,10 | 405,20 | 566,62 | 603,71 | 638,30 | 663,90 | 681,50 | 681,30 | 696,72 | 19,90 |
| TOTAL | 1.025,70 | 1.490,90 | 2.013,60 | 2.442,20 | 2.811,81 | 3.208,64 | 3.275,03 | 3.359,45 | 3.393,80 | 3.444,80 | 3.493,00 | 3.501,88 | 100,00 |




*Consumo de gas natural en el mundo por países (bcm)*

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | Distri.(%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **América del Norte** | **741,44** | **746,03** | **759,18** | **793,15** | **811,17** | **820,40** | **863,50** | **890,60** | **861,51** | **24,60** |
| Estados Unidos | 656,19 | 657,91 | 676,70 | 705,86 | 724,00 | 724,20 | 761,80 | 791,70 | 769,35 | 21,97 |
| Canadá | 85,25 | 88,12 | 82,48 | 89,29 | 87,17 | 93,20 | 98,90 | 96,10 | 92,18 | 2,63 |
| **América Central y Sur** | **194,20** | **189,01** | **204,30** | **209,53** | **222,24** | **227,20** | **232,80** | **236,40** | **215,53** | **6,15** |
| Argentina | 44,40 | 43,10 | 43,29 | 46,10 | 46,30 | 47,20 | 47,10 | 47,00 | 49,72 | 1,42 |
| Méjico | 59,28 | 60,69 | 62,00 | 63,26 | 65,50 | 68,10 | 69,60 | 73,40 | 74,58 | 2,13 |
| Brasil | 23,70 | 18,70 | 25,20 | 25,06 | 30,25 | 35,90 | 37,80 | 40,40 | 33,91 | 0,97 |
| Trinidad y Tobago | 21,90 | 21,00 | 23,30 | 22,97 | 22,67 | 22,80 | 22,60 | 21,50 | 18,42 | 0,53 |
| Venezuela | 25,60 | 24,90 | 27,11 | 27,20 | 28,28 | 27,60 | 26,50 | 25,60 | 27,72 | 0,79 |
| Colombia | 7,50 | 8,70 | 9,10 | 8,80 | 10,10 | 10,00 | 11,70 | 11,50 | 11,18 | 0,32 |
| **Europa (1)** | **571,02** | **538,60** | **574,44** | **549,54** | **522,72** | **511,70** | **473,40** | **481,60** | **504,14** | **14,40** |
| Alemania | 88,10 | 91,60 | 89,80 | 84,44 | 86,40 | 92,50 | 80,70 | 85,20 | 92,27 | 2,63 |
| Reino Unido | 94,90 | 88,10 | 94,48 | 80,67 | 74,56 | 73,70 | 67,70 | 67,00 | 74,39 | 2,12 |
| Italia | 85,80 | 77,20 | 83,50 | 78,07 | 75,44 | 68,80 | 61,70 | 66,80 | 69,77 | 1,99 |
| Países Bajos | 43,40 | 40,40 | 49,55 | 47,45 | 39,12 | 40,40 | 35,30 | 35,20 | 29,66 | 0,85 |
| Francia | 49,20 | 47,20 | 47,99 | 46,85 | 44,06 | 45,10 | 39,40 | 41,20 | 45,36 | 1,30 |
| España | 38,80 | 35,20 | 35,22 | 33,22 | 32,03 | 27,80 | 27,70 | 27,80 | 29,28 | 0,84 |
| **CEI** | **650,55** | **565,02** | **601,70** | **613,61** | **616,92** | **609,80** | **605,30** | **590,30** | **569,43** | **16,26** |
| Rusia | 440,20 | 382,40 | 435,78 | 429,66 | 440,76 | 435,40 | 434,40 | 415,10 | 407,32 | 11,63 |
| Ucrania | 75,00 | 64,90 | 53,25 | 60,80 | 49,75 | 47,90 | 37,60 | 35,50 | 30,52 | 0,87 |
| Uzbekistán | 48,30 | 40,50 | 44,03 | 48,10 | 46,98 | 50,40 | 50,20 | 48,20 | 41,51 | 1,19 |
| Bielorrusia | 21,10 | 17,60 | 20,28 | 21,90 | 18,50 | 18,60 | 18,50 | 17,30 | 17,22 | 0,49 |
| Kazakhstán | 36,40 | 30,80 | 31,10 | 11,80 | 12,50 | 13,60 | 13,10 | 13,60 | 14,44 | 0,41 |
| Turkmenistán | 10,30 | 11,00 | 21,52 | 25,70 | 31,20 | 27,90 | 34,20 | 43,40 | 42,07 | 1,20 |
| **África** | **99,10** | **95,83** | **101,16** | **109,64** | **127,50** | **127,60** | **133,60** | **131,60** | **134,79** | **3,85** |

| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | Distri.(%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Argelia | 27,50 | 28,80 | 29,00 | 32,88 | 36,85 | 36,50 | 41,10 | 38,90 | 39,60 | 1,13 |
| Egipto | 42,10 | 44,40 | 46,20 | 50,70 | 55,59 | 52,00 | 48,10 | 47,90 | 51,18 | 1,46 |
| **Oriente Medio** | **330,34** | **354,52** | **377,58** | **395,85** | **420,60** | **433,20** | **454,60** | **481,20** | **498,39** | **14,23** |
| Irán | 119,30 | 141,40 | 144,58 | 153,50 | 155,29 | 157,50 | 174,60 | 185,60 | 194,10 | 5,54 |
| Arabia Saudita | 80,40 | 78,50 | 87,70 | 92,30 | 99,30 | 100,00 | 102,40 | 104,50 | 108,40 | 3,10 |
| **Asia-Oceanía** | **485,20** | **502,66** | **566,62** | **603,71** | **638,40** | **663,90** | **681,50** | **681,30** | **696,72** | **19,90** |
| Japón | 96,20 | 89,60 | 97,10 | 107,90 | 119,60 | 119,50 | 120,60 | 116,00 | 113,79 | 3,25 |
| China | 80,54 | 89,60 | 109,00 | 132,95 | 147,66 | 169,00 | 184,50 | 190,20 | 205,51 | 5,87 |
| India | 42,90 | 53,30 | 64,50 | 64,00 | 58,96 | 52,70 | 51,80 | 50,70 | 55,01 | 1,57 |
| Corea del Sur | 36,70 | 34,90 | 44,00 | 49,10 | 48,56 | 53,60 | 49,70 | 44,50 | 44,53 | 1,27 |
| Indonesia | 33,80 | 38,10 | 39,60 | 37,40 | 39,24 | 40,80 | 41,80 | 42,50 | 41,78 | 1,19 |
| Malasia | 32,00 | 31,10 | 32,60 | 31,15 | 31,60 | 33,50 | 34,90 | 31,20 | 32,39 | 0,92 |
| Tailandia | 37,30 | 39,20 | 45,10 | 46,57 | 51,00 | 52,10 | 53,50 | 53,30 | 51,66 | 1,48 |
| Paquistán | 38,00 | 38,70 | 39,60 | 39,15 | 41,50 | 39,40 | 39,10 | 40,80 | 43,26 | 1,24 |
| Australia | 27,30 | 28,30 | 29,90 | 29,80 | 33,45 | 28,60 | 28,90 | 29,70 | 25,11 | 0,72 |
| **TOTAL MUNDO** | **3.071,85** | **2.991,67** | **3.208,62** | **3.275,03** | **3.359,55** | **3.393,80** | **3.444,80** | **3.493,00** | **3.501,88** | **100,00** |

*Reservas mundiales probadas de gas natural. Evolución por países ($10^9\ m^3$)*

| | | | | | | | | | Variac. | Distrib. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2005 | 2010 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | (%) | (%) |
| **América del Norte** | **7.044** | **9.439** | **11.114** | **10.800** | **11.198** | **12.088** | **11.051** | **11.075** | **0,22** | **5,62** |
| **Estados Unidos** | 5.451 | 7.712 | 9.454 | 9.100 | 9.170 | 9.960 | 8.630 | 8.890 | 3,01 | 4,51 |
| **Canadá** | 1.593 | 1.727 | 1.660 | 1.700 | 2.028 | 2.128 | 2.421 | 2.185 | -9,75 | 1,11 |
| **América Central y Sur** | **7.378** | **7.790** | **7.910** | **8.009** | **7.965** | **7.943** | **7.885** | **7.873** | **-0,15** | **4,00** |
| **Venezuela** | 4.287 | 5.062 | 5.525 | 5.558 | 5.578 | 5.614 | 5.698 | 5.736 | 0,67 | 2,91 |
| **Bolivia** | 757 | 695 | 281 | 281 | 296 | 300 | 305 | 310 | 1,64 | 0,16 |
| **Argentina** | 542 | 379 | 333 | 323 | 295 | 309 | 341 | 361 | 5,87 | 0,18 |
| **Trinidad y Tobago** | 532 | 408 | 375 | 371 | 352 | 325 | 305 | 286 | -6,23 | 0,15 |
| **Méjico** | 419 | 339 | 360 | 360 | 347 | 324 | 257 | 208 | -19,07 | 0,11 |
| **Brasil** | 326 | 358 | 460 | 459 | 458 | 471 | 429 | 378 | -11,89 | 0,19 |
| **Perú** | 338 | 345 | 359 | 435 | 426 | 414 | 399 | 456 | 14,29 | 0,23 |
| **Europa** | **6.462** | **5.899** | **4.949** | **4.826** | **4.666** | **4.281** | **4.007** | **3.885** | **-3,04** | **1,97** |
| **Noruega** | 3.159 | 2.819 | 2.685 | 2.687 | 2.654 | 2.547 | 2.461 | 2.388 | -2,97 | 1,21 |
| **Países Bajos** | 1.449 | 1.390 | 1.230 | 1.131 | 1.044 | 864 | 773 | 789 | 2,07 | 0,40 |
| **Reino Unido** | 826 | 564 | 481 | 461 | 452 | 407 | 333 | 300 | -9,91 | 0,15 |
| **Alemania** | 191 | 98 | 80 | 71 | 63 | 51 | 46 | 42 | -8,70 | 0,02 |
| **Italia** | 125 | 64 | 62 | 59 | 56 | 54 | 49 | 38 | -22,45 | 0,02 |
| **Rumanía** | 295 | 606 | 109 | 119 | 113 | 109 | 103 | 99 | -3,88 | 0,05 |
| **CEI** | **53.744** | **60.533** | **64.596** | **64.639** | **65.308** | **65.582** | **66.090** | **65.519** | **-0,86** | **33,27** |
| **Rusia** | 44.840 | 46.000 | 48.676 | 48.810 | 49.541 | 49.896 | 50.485 | 50.617 | 0,26 | 25,70 |

| | | | | | | | | | Variac. | Distrib. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2005 | 2010 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | (%) | (%) |
| Turkmenistán | 2.680 | 8.340 | 10.000 | 9.967 | 9.934 | 9.904 | 9.870 | 9.838 | -0,32 | 5,00 |
| Kazajstán | 1.900 | 1.950 | 1.950 | 1.939 | 1.929 | 1.918 | 1.907 | 1.898 | -0,47 | 0,96 |
| Uzbekistán | 1.745 | 1.682 | 1.661 | 1.632 | 1.632 | 1.608 | 1.585 | 1.564 | -1,32 | 0,79 |
| Azerbaiján | 1.275 | 1.310 | 1.317 | 1.308 | 1.300 | 1.291 | 1.284 | 1.277 | -0,55 | 0,65 |
| Ucrania | 1.040 | 990 | 969 | 960 | 952 | 944 | 936 | 304 | -67,52 | 0,15 |
| **África** | **14.078** | **14.760** | **14.534** | **14.479** | **14.386** | **14.407** | **12.620** | **12.942** | **2,55** | **6,57** |
| Nigeria | 5.117 | 5.292 | 5.154 | 5.118 | 5.082 | 5.111 | 5.284 | 5.475 | 3,61 | 2,78 |
| Argelia | 4.545 | 4.504 | 4.504 | 4.504 | 4.504 | 4.504 | 2.745 | 2.745 | 0,00 | 1,39 |
| Egipto | 1.869 | 2.185 | 2.190 | 2.185 | 2.167 | 2.168 | 2.086 | 2.221 | 6,47 | 1,13 |
| Libia | 1.491 | 1.549 | 1.547 | 1.549 | 1.506 | 1.505 | 1.505 | 1.505 | 0,00 | 0,76 |
| Angola | 270 | 310 | 366 | 275 | 275 | 308 | 308 | 308 | 0,00 | 0,16 |
| **Oriente Medio** | **72.514** | **75.853** | **79.027** | **80.130** | **80.086** | **79.849** | **79.102** | **80.130** | **1,20** | **40,69** |
| Irán | 27.500 | 29.610 | 33.620 | 33.780 | 34.020 | 34.020 | 33.500 | 33.721 | 0,63 | 17,12 |
| Catar | 25.783 | 25.366 | 25.110 | 25.069 | 24.681 | 24.531 | 24.299 | 24.073 | -0,93 | 12,22 |
| Arabia Saudita | 6.834 | 7.920 | 8.151 | 8.235 | 8.317 | 8.489 | 8.588 | 8.619 | 0,36 | 4,38 |
| Abu Dhabi | 5.630 | 5.715 | 5.715 | 5.715 | 5.715 | 5.715 | 5.715 | 5.715 | 0,00 | 2,90 |
| Irak | 3.170 | 3.170 | 3.158 | 3.158 | 3.158 | 3.158 | 3.158 | 3.820 | 20,96 | 1,94 |
| Kuwait | 1.572 | 1.784 | 1.784 | 1.784 | 1.784 | 1.784 | 1.784 | 1.784 | 0,00 | 0,91 |
| Omán | 690 | 950 | 950 | 950 | 706 | 698 | 705 | 705 | 0,00 | 0,36 |
| Yemen | 479 | 490 | 479 | 479 | 479 | 479 | 479 | 479 | 0,00 | 0,24 |
| **Asia-Oceanía** | **13.886** | **16.096** | **16.806** | **16.991** | **16.966** | **15.804** | **15.385** | **15.418** | **0,21** | **7,83** |
| China | 2.020 | 2.751 | 3.051 | 3.200 | 3.275 | 2.421 | 2.644 | 2.716 | 2,72 | 1,38 |
| Indonesia | 2.650 | 2.960 | 2.925 | 2.954 | 2.908 | 2.854 | 2.716 | 2.832 | 4,27 | 1,44 |
| Australia | 2.650 | 3.594 | 3.730 | 3.650 | 3.621 | 3.703 | 3.205 | 3.193 | -0,37 | 0,03 |
| Malasia | 2.272 | 2.362 | 2.389 | 2.550 | 2.611 | 2.690 | 2.740 | 2.909 | 6,17 | 1,48 |
| India | 923 | 1.085 | 1.278 | 1.330 | 1.355 | 1.427 | 1.488 | 1.227 | -17,54 | 0,62 |
| Paquistán | 798 | 818 | 778 | 762 | 749 | 736 | 723 | 711 | -1,66 | 0,36 |
| Papua-Nueva Guinea | 428 | 442 | 442 | 442 | 442 | 225 | 215 | 238 | 11,74 | 0,12 |
| Bangladesh | 422 | 364 | 474 | 458 | 439 | 418 | 385 | 366 | -4,94 | 0,19 |
| Brunei | 345 | 309 | 288 | 276 | 270 | 263 | 258 | 252 | -2,33 | 0,13 |
| **TOTAL MUNDO** | **175.106** | **190.370** | **199.836** | **199.874** | **200.576** | **199.955** | **196.229** | **196.941** | **0,36** | **100,00** |

*Flujos internacionales de GLN (bmc)*

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Argelia** | | **17,91** | **25,50** | **25,68** | **19,12** | **16,42** | **14,83** | **14,53** | **16,40** | **16,20** | **15,90** |
| | Bélgica | 3,80 | 4,15 | 2,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Francia | 7,58 | 9,60 | 7,50 | 6,27 | 5,64 | 4,24 | 5,13 | 4,08 | 4,30 | 6,20 |
| | Italia | 0,05 | 2,50 | 2,50 | 1,61 | 1,66 | 1,00 | 0,08 | 0,04 | 0,00 | 0,10 |
| | España | 4,90 | 4,05 | 5,19 | 5,08 | 3,75 | 3,68 | 3,14 | 4,77 | 3,70 | 2,90 |
| | Reino Uni. | 0,00 | 0,00 | 0,45 | 1,06 | 0,24 | 0,01 | 0,41 | 0,20 | 0,40 | 0,40 |
| | EE.UU. | 0,60 | 1,33 | 2,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Méjico | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| | Turquia | 0,98 | 3,40 | 3,85 | 3,87 | 3,81 | 4,04 | 3,66 | 4,18 | 3,80 | 4,40 |
| | Países Bajos | - | - | - | - | 0,08 | 0,04 | -6,27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | China | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,08 | 0,51 | 0,50 | 0,00 |
| | Taiwan | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,50 | 0,00 |
| **Libia** | | **1,49** | **0,80** | **0,87** | **0,34** | **0,08** | **0,00** | **0,00** | **0,00** | **0,00** | **0,00** |
| | España | 1,49 | 0,80 | 0,87 | 0,34 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **Abu Dhabi** | | **7,03** | **6,95** | **7,14** | **7,91** | **7,57** | **7,42** | **7,20** | **7,92** | **7,60** | **7,40** |
| | Japón | 5,53 | 6,30 | 6,75 | 6,86 | 7,33 | 7,37 | 7,20 | 7,59 | 7,40 | 6,50 |
| | Francia | 0,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | España | 0,41 | 0,24 | 0,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Bélgica | 0,58 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | EE.UU. | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Corea S. | 0,00 | 0,33 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | India | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,11 | 0,20 | 0,70 |
| | Taiwán | - | - | - | 0,42 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 |
| | Brasil | - | - | - | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,00 |
| | China | - | - | - | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Corea S. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,14 | 0,00 | 0,00 |
| | Kuwait | - | - | - | 0,25 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Dubai | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **Australia** | | **9,82** | **10,05** | **14,85** | **25,36** | **25,24** | **27,41** | **29,55** | **31,10** | **39,80** | **56,80** |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Grecia | - | 0,47 | 0,46 | 0,98 | 0,84 | 0,74 | 0,56 | 0,42 | 0,00 | 0,00 |
| | Corea S. | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 7,07 | 0,17 | 0,50 | 0,50 | 0,20 |
| | Japón | - | - | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,21 | 0,56 | 0,98 | 1,00 | 0,40 |
| | India | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,24 | 0,64 | 0,16 | 0,19 | 0,00 | 0,10 |
| | Portugal | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,09 | 0,14 | 0,00 | 0,00 |
| | Argentina | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 |
| | Chile | - | - | - | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Japón | 9,22 | 9,81 | 13,05 | 17,66 | 18,59 | 21,16 | 23,83 | 24,50 | 25,70 | 29,20 |
| | Corea S. | 0,08 | 0,07 | 1,16 | 1,33 | 1,05 | 1,10 | 0,83 | 1,11 | 2,50 | 6,10 |
| | España | 0,29 | 00,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Turquía | 0,23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | EE.UU. | - | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | India | - | - | 0,16 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,20 | 1,20 |
| | Taiwán | - | - | 0,40 | 1,06 | 0,37 | 0,33 | 0,08 | 0,25 | 0,30 | 0,30 |
| | China | - | - | - | 5,21 | 4,84 | 4,73 | 4,73 | 5,06 | 7,20 | 15,70 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | 0,08 | 0,40 | 0,70 |
| | Pakistán | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,30 | 0,20 |
| | Singapur | - | - | - | - | - | - | - | - | 1,00 | 1,60 |
| | Kuwait | - | - | - | 0,09 | 0,25 | 0,08 | 0,08 | 0,00 | - | - |
| | Dubai | - | - | - | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | - | - |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,70 | 0,90 |
| Brunei | | **8,38** | **8,79** | **9,15** | **8,83** | **9,42** | **8,88** | **9,21** | **7,82** | **8,70** | **8,30** |
| | Japón | 7,43 | 7,71 | 8,35 | 7,78 | 8,42 | 7,85 | 6,78 | 5,79 | 5,80 | 5,50 |

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Corea S. | 0,95 | 1,08 | 0,80 | 1,05 | 1,00 | 1,02 | 1,52 | 0,96 | 1,60 | 1,80 |
| | China | - | - | - | - | - | - | - | 0,15 | - | 0,10 |
| | Taiwan | - | - | - | - | - | - | - | 0,68 | 0,90 | 0,40 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | 0,24 | 0,20 | 0,50 |
| Indonesia | | 33,31 | 36,22 | 31,46 | 31,01 | 28,45 | 24,21 | 22,06 | 21,20 | 21,90 | 20,80 |
| | Japón | 23,59 | 24,25 | 19,00 | 17,00 | 12,42 | 8,19 | 8,33 | 7,64 | 8,90 | 8,70 |
| | Corea S. | 7,10 | 8,35 | 7,51 | 7,25 | 10,49 | 9,91 | 5,75 | 6,90 | 4,90 | 5,70 |
| | Taiwan | 2,62 | 3,54 | 4,95 | 2,62 | 2,62 | 2,46 | 2,69 | 2,90 | 3,10 | 2,60 |
| | EE.UU. | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | China | - | - | - | 2,27 | 2,65 | 3,22 | 3,23 | 3,40 | 3,90 | 3,70 |
| | India | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,50 | 0,00 |
| | Méjico | - | - | - | 1,87 | 0,11 | 0,33 | 0,00 | 0,30 | 0,30 | 0,30 |
| | Brasil | - | - | - | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Singapur | - | - | - | - | - | - | - | 0,09 | 0,20 | 0,00 |
| | Tailandia | - | - | - | - | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| Malasia | | 13,65 | 20,59 | 28,52 | 30,35 | 32,54 | 31,13 | 33,05 | 33,20 | 34,20 | 32,00 |
| | Japón | 11,55 | 14,79 | 17,65 | 18,55 | 19,90 | 19,45 | 19,87 | 19,90 | 21,50 | 20,20 |
| | Corea S. | 1,40 | 3,29 | 6,36 | 6,30 | 5,51 | 5,45 | 5,75 | 4,90 | 4,80 | 5,00 |
| | Tailandia | - | - | - | - | - | - | - | 0,08 | 0,20 | 0,00 |
| | Taiwán | 0,70 | 2,44 | 4,10 | 3,68 | 4,36 | 3,82 | 3,90 | 3,94 | 3,00 | 3,30 |
| | EE.UU. | - | 0,00 | 0,25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | España | - | 0,07 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | India | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,20 | 0,10 |
| | China | - | - | - | 1,57 | 2,09 | 2,46 | 0,00 | 3,98 | 4,40 | 3,40 |
| | Kuwait | - | - | - | 0,24 | 0,35 | 0,00 | 0,00 | 0,19 | - | - |
| | Dubai | - | - | - | 0,00 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | - | - |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 | - |
| | África | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| Catar | | - | 14,04 | 27,10 | 76,27 | 100,59 | 100,80 | 103,50 | 100,00 | 106,40 | 104,40 |
| | Japón | - | 7,87 | 8,35 | 10,15 | 15,87 | 20,83 | 21,36 | 21,40 | 20,20 | 15,80 |
| | España/ | - | 0,30 | 4,56 | 5,54 | 4,78 | 4,12 | 3,52 | 2,91 | 2,90 | 2,50 |
| | Corea S. | - | 4,41 | 8,51 | 9,91 | 10,87 | 15,67 | 17,77 | 17,10 | 16,50 | 15,60 |
| | Francia | - | 0,08 | 0,00 | 2,43 | 3,58 | 1,77 | 2,02 | 1,00 | 0,40 | 0,80 |
| | Italia | - | 0,08 | 0,00 | 6,18 | 5,92 | 5,59 | 5,22 | 3,92 | 5,80 | 5,20 |
| | EE.UU. | - | 1,30 | 0,08 | 1,29 | 2,57 | 0,96 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Bélgica | - | 0,00 | 0,00 | 5,80 | 5,32 | 3,99 | 3,13 | 2,82 | 3,80 | 2,70 |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | India | - | - | 5,80 | 10,53 | 12,53 | 13,67 | 14,84 | 15,80 | 13,50 | 14,00 |
| | Méjico | - | - | - | 1,02 | 1,86 | 1,72 | 1,54 | 1,25 | 0,70 | 0,00 |
| | Reino Unido | - | - | - | 14,64 | 21,15 | 13,30 | 8,49 | 10,50 | 11,90 | 9,60 |
| | Taiwán | - | - | - | 3,75 | 5,24 | 7,97 | 8,47 | 7,91 | 8,70 | 8,20 |
| | Singapur | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,60 | 0,80 |
| | Pakistán | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,50 | 2,90 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 | 0,10 |
| | Canadá | - | - | - | 0,25 | 2,08 | 0,95 | 0,79 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Chile | - | - | - | 0,25 | 0,56 | 0,00 | 0,16 | 0,07 | 0,00 | 0,10 |
| | Turquia | - | 0,00 | 0,00 | 1,92 | 0,58 | 1,21 | 0,47 | 1,00 | 1,70 | 1,00 |
| | China | - | - | - | 1,61 | 3,11 | 6,65 | 0,00 | 8,97 | 6,50 | 6,50 |

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | República Dominicana | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,30 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| EE.UU | | **1,65** | **1,78** | **1,84** | **0,85** | **0,46** | **0,26** | **0,00** | **0,33** | **0,80** | **4,40** |
| | Japón | 1,65 | 1,78 | 1,84 | 0,85 | 0,46 | 0,26 | 0,00 | 0,33 | 0,20 | 0,00 |
| | Taiwán | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 | 0,00 |
| | Turquia | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 | 0,20 |
| | Brasil | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 | 0,20 |
| | Méjico | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,70 |
| | Argentina | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,40 |
| | Chile | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,70 |
| | Otros Sur y Centr. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| | Italia | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| | España | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| | Otros Europa | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,50 |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,50 |
| | África | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| | China | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,30 |
| | India | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,50 |
| | Corea S. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,30 |
| | China | - | - | - | 1,61 | 3,11 | 6,65 | 0,00 | 8,97 | 6,50 | 6,50 |
| | Argentina | - | - | - | 0,15 | 0,61 | 0,09 | 0,88 | 0,92 | 0,50 | 1,10 |
| | Brasil | - | - | - | 0,59 | 0,33 | 1,10 | 0,32 | 0,23 | 1,50 | 0,70 |
| | Dubai | - | - | - | 0,16 | 0,90 | 1,26 | 1,29 | 1,21 | - | - |
| | Grecia | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,14 | 0,00 | 0,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Portugal | - | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,16 | 0,16 | 0,00 | 0,57 | 0,00 | 0,00 |
| | Países Bajos | - | - | - | - | 0,36 | 0,00 | 0,33 | 0,12 | 0,00 | 0,00 |
| | Kuwait | - | - | - | 0,00 | 1,78 | 1,25 | 1,86 | 1,22 | - | - |
| | Tailandia | - | - | - | - | 0,30 | 0,24 | 1,33 | 1,21 | 2,90 | 4,10 |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Trinidad y Tobago | | - | 3,94 | 14,01 | 19,14 | 17,63 | 17,73 | 17,94 | 17,40 | 17,00 | 14,30 |
| | EE.UU. | - | 2,80 | 12,44 | 5,38 | 3,64 | 3,18 | 1,97 | 1,21 | 2,00 | 2,30 |
| | España | - | 0,79 | 0,50 | 3,19 | 2,41 | 2,30 | 2,23 | 2,05 | 1,10 | 0,60 |
| | Puerto Rico | - | 0,35 | 0,67 | 0,77 | 0,75 | 1,21 | 1,56 | 1,32 | - | - |
| | Rep. Dominicana | - | - | - | 0,75 | 0,82 | 0,80 | 0,98 | 1,45 | 1,20 | - | - |
| | Otros Sur y Centr. | - | - | - | 0,25 | 0,82 | 0,80 | 0,98 | 1,45 | 1,20 | - | 2,40 |
| | Japón | - | 0,00 | 0,00 | 0,15 | 0,43 | 0,36 | 0,37 | 0,16 | 0,10 | 0,00 |
| | Bélgica | - | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Reino Unido | - | 0,00 | 0,07 | 1,54 | 0,54 | 0,00 | 0,21 | 0,37 | 0,40 | 0,10 |
| | Méjico | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,25 | 0,32 | 0,38 | 0,40 | 0,50 |
| | Corea S. | - | 0,00 | 0,00 | 0,72 | 2,00 | 1,10 | 0,69 | 0,16 | 0,10 | 0,00 |
| | Francia | - | 0,00 | 0,00 | 0,23 | 0,33 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 |
| | Turquía | - | 0,00 | 0,00 | 0,26 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,20 | 0,30 |
| | India | - | - | - | 0,66 | 0,49 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,30 | 0,60 |
| | Taiwán | - | - | - | 0,51 | 0,07 | 0,08 | 0,08 | 0,17 | 0,00 | 0,10 |
| | Grecia | - | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Argentina | - | - | - | 1,63 | 2,74 | 3,10 | 2,90 | 2,85 | 2,70 | 1,40 |
| | Canadá | - | - | - | 0,94 | 1,14 | 0,76 | 0,24 | 0,55 | 0,50 | 0,20 |
| | Brasil | - | - | - | 0,85 | 0,16 | 0,85 | 2,14 | 1,41 | 1,20 | 0,30 |
| | Chile | - | - | - | 0,52 | 1,13 | 2,82 | 2,99 | 3,26 | 3,80 | 3,20 |
| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| | Israel | - | - | - | - | - | - | - | 0,08 | - | - |
| | Kuwait | - | - | - | 0,33 | 0,00 | 0,23 | 0,00 | 0,90 | - | - |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | 1,30 | 1,10 |
| | Portugal | - | 0,00 | 0,00 | 0,18 | 0,00 | 0,07 | 0,08 | 0,21 | 0,00 | 0,00 |
| | China | - | - | - | 0,08 | 0,43 | 0,22 | 0,14 | 0,16 | 0,10 | 0,10 |
| | Italia | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,32 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,07 | 0,00 | 0,00 |
| | Dubai | - | - | - | 0,00 | 0,21 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | Países Bajos | - | - | - | - | 0,08 | 0,08 | 0,00 | 0,21 | - | - |
| | Tailandia | - | - | - | - | 0,00 | 0,07 | 0,00 | 0,07 | - | - |
| | Singapur | - | - | - | - | - | - | - | 0,37 | 0,10 | - |
| Nigeria | | - | 5,73 | 12,04 | 23,84 | 25,13 | 26,68 | 22,12 | 24,10 | 27,50 | 23,70 |
| | Italia | - | 2,25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 |
| | España | - | 1,88 | 5,00 | 7,82 | 6,41 | 5,21 | 0,00 | 2,64 | 5,60 | 4,50 |
| | Francia | - | 0,25 | 4,20 | 3,57 | 3,52 | 3,07 | 1,20 | 1,08 | 1,00 | 1,90 |
| | Turquía | - | 0,75 | 1,03 | 1,26 | 1,34 | 1,37 | 0,00 | 1,49 | 1,50 | 1,50 |
| | EE.UU. | - | 0,38 | 0,23 | 1,18 | 0,07 | 0,00 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Bélgica | - | 0,00 | 0,00 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Portugal | - | 0,22 | 1,58 | 2,70 | 2,56 | 1,70 | 1,30 | 0,36 | - | - |
| | Japón | - | - | 0,00 | 0,84 | 2,50 | 6,56 | 5,12 | 6,34 | 6,40 | 2,50 |
| | Corea S. | - | - | 0,00 | 1,18 | 1,65 | 2,41 | 3,72 | 4,20 | 1,60 | 0,70 |
| | Taiwan | - | - | 0,00 | 1,09 | 0,88 | 1,62 | 0,76 | 0,16 | 0,10 | 0,60 |
| | Méjico | - | - | - | 2,23 | 1,06 | 1,09 | 1,53 | 2,39 | 2,00 | 0,80 |
| | India | - | - | 0,00 | 0,33 | 1,41 | 1,78 | 1,16 | 1,15 | 3,10 | 2,70 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | 0,32 | 0,30 | 0,00 |
| | China | - | - | - | 0,17 | 0,94 | 0,41 | 0,49 | 0,56 | 0,40 | 0,40 |
| | Pakistán | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,30 | 0,30 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,30 | 0,00 |
| | Brasil | - | - | - | 0,89 | 0,00 | 0,48 | 0,82 | 1,52 | 2,40 | 1,10 |
| | Kuwait | - | - | - | 0,08 | 0,85 | 0,76 | 0,24 | 0,48 | - | - |
| | Reino Unido | - | - | 0,00 | 0,34 | 1,19 | 0,04 | 0,00 | 0,08 | - | - |
| | Argentina | - | - | - | 0,00 | 0,37 | 0,08 | 0,55 | 0,85 | 1,20 | 0,80 |
| | Dubai | - | - | - | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,16 | - | - |
| | Grecia | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,07 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | Paises Bajos | - | - | - | - | 0,07 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | Tailandia | - | - | - | - | 0,16 | 0,08 | 0,31 | 0,16 | 0,20 | - |
| | Puerto Rico | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,07 | 0,00 | 0,17 | - | - |
| Omán | | - | 2,71 | 9,22 | 11,45 | 10,95 | 10,86 | 11,58 | 10,30 | 10,20 | 10,60 |
| | Corea S. | - | 2,15 | 5,93 | 6,05 | 5,58 | 5,49 | 5,77 | 4,96 | 5,20 | 5,30 |
| | EE.UU. | - | 0,07 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | España | - | 0,20 | 1,65 | 0,17 | 0,08 | 0,00 | 0,24 | 0,15 | 0,10 | 0,00 |
| | Japón | - | 0,08 | 1,25 | 3,80 | 5,03 | 5,29 | 5,37 | 4,62 | 3,20 | 0,00 |
| | Francia | - | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Taiwán | - | - | 0,16 | 0,50 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 5,20 | 0,20 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 | 0,10 |
| | India | - | - | 0,08 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,80 | 0,30 |
| | Tailandia | - | - | - | - | - | - | - | 0,07 | - | 0,10 |
| | China | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,18 | 0,10 | 0,10 |

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Kuwait | - | - | - | 0,91 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | - | - |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,60 | 1,30 |
| Taiwán | | - | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Corea S. | - | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Egipto | | - | - | 7,01 | 9,69 | 8,72 | 6,66 | 3,68 | 0,42 | 0,00 | 0,70 |
| | España | - | - | 3,53 | 2,62 | 2,24 | 0,63 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | EE.UU. | - | - | 2,05 | 2,07 | 0,99 | 0,08 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Francia | - | - | 1,05 | 0,73 | 0,88 | 0,71 | 0,00 | 0,09 | 0,00 | 0,00 |
| | Corea S. | - | - | 0,30 | 0,97 | 0,60 | 0,81 | 0,81 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Bélgica | - | - | 0,08 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Méjico | - | - | - | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Grecia | - | - | 0,00 | 0,08 | 0,08 | 0,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Italia | - | - | 0,00 | 0,72 | 0,48 | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Taiwan | - | - | 0,00 | 0,17 | 0,65 | 0,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Reino Unido | - | - | 0,00 | 0,12 | 0,08 | 0,13 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Japón | - | - | 0,00 | 0,57 | 0,99 | 1,38 | 0,76 | 0,09 | 0,00 | 0,10 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | 0,08 | 0,00 | 0,10 |
| | India | - | - | - | 0,09 | 0,62 | 0,82 | 0,45 | 0,00 | 0,00 | 0,10 |
| | Turquía | - | - | 0,00 | 0,27 | 0,45 | 0,40 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,10 |
| | China | - | - | - | 0,08 | 0,24 | 0,39 | 0,57 | 0,16 | 0,00 | 0,10 |
| | Argentina | - | - | - | 0,00 | 0,07 | 0,07 | 0,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Chile | - | - | - | 0,55 | 0,18 | 0,22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Kuwait | - | - | - | 0,33 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | Portugal | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,07 | 0,23 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Dubai | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,16 | 0,17 | 0,00 | - | - |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 |
| Noruega | | - | - | - | 4,60 | 4,47 | 4,89 | 4,29 | 4,74 | 6,00 | 6,30 |
| | España | - | - | - | 1,64 | 1,21 | 1,76 | 1,35 | 1,19 | 0,00 | 0,70 |
| | | | | | | | | | | | |
| | Francia | - | - | - | 0,51 | 0,51 | 0,33 | 0,24 | 0,09 | 0,50 | 0,60 |
| | EE.UU. | - | - | - | 0,76 | 0,43 | 0,18 | 0,16 | 0,16 | 0,30 | 0,10 |
| | Bélgica | - | - | - | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | India | - | - | - | 0,00 | 0,17 | 0,08 | 0,09 | 0,09 | 0,00 | 0,10 |
| | Japón | - | - | - | 0,00 | 0,24 | 0,54 | 0,41 | 0,46 | 0,10 | 0,00 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 | 0,00 |
| | Reino Unido | - | - | - | 0,82 | 0,92 | 0,19 | 0,10 | 0,00 | 0,10 | 0,20 |
| | Italia | - | - | - | 0,16 | 0,16 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 |
| | Portugal | - | - | - | 0,05 | 0,08 | 0,00 | 0,24 | 0,07 | 0,00 | 0,00 |
| | Turquía | - | - | - | 0,26 | 0,00 | 0,16 | 0,25 | 0,27 | 0,20 | 0,10 |
| | Corea S. | - | - | - | 0,16 | 0,39 | 0,08 | 0,08 | 0,10 | 0,00 | 0,10 |
| | Taiwán | - | - | - | 0,07 | 0,16 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| | Canadá | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 |
| | Países Bajos | - | - | - | - | 0,08 | 0,60 | 0,43 | 0,65 | 0,00 | 0,00 |
| | Rep. Dominicana | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Puerto Rico | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,08 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 |

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Otros Sur y Centr. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 |
| | Argentina | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,08 | 0,20 | 0,80 | 0,50 |
| | Brasil | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,17 | 0,41 | 0,73 | 0,90 | 0,30 |
| | Kuwait | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | Chile | - | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,20 | 0,20 |
| | Grecia | - | - | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,25 | 0,00 | 0,08 | - | 0,00 |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 |
| | África | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| Guinea Ecuatorial | | - | - | - | **4,96** | **5,26** | **4,79** | **5,08** | **4,56** | **5,00** | **4,30** |
| | Japón | - | - | - | 0,72 | 1,89 | 5,71 | 2,98 | 1,20 | 0,50 | 0,40 |
| | Taiwán | - | - | - | 0,35 | 0,74 | 0,17 | 0,00 | 0,09 | 0,10 | 0,10 |
| | India | - | - | - | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,00 | 1,40 |
| | China | - | - | - | 0,08 | 0,17 | 0,00 | 0,53 | 0,95 | 0,20 | 0,00 |
| | Corea S. | - | - | - | 1,65 | 1,13 | 0,49 | 0,16 | 0,09 | 0,90 | 0,10 |
| | Singapur | - | - | - | - | - | - | - | 1,60 | 0,90 | 0,20 |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 | 0,00 |
| | Pakistán | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,40 |
| | Chile | - | - | - | 1,50 | 1,33 | 0,34 | 0,00 | 0,08 | 0,20 | 0,10 |
| | Brasil | - | - | - | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,47 | 0,50 | 0,20 |
| | Méjico | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| | Otros Sur y Centr. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| | Kuwait | - | - | - | 0,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | Italia | - | - | - | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | Grecia | - | - | - | 0,03 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | Francia | - | - | - | - | - | - | - | 0,08 | - | - |
| | Oriente Medio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1,20 |
| | África | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| Rusia | | - | - | - | **13,39** | **13,92** | **14,45** | **13,92** | **14,10** | **14,50** | **14,00** |
| | Kuwait | - | - | - | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | China | - | - | - | 0,51 | 0,33 | 0,51 | 0,00 | 0,17 | 0,20 | 0,30 |
| | Japón | - | - | - | 8,23 | 9,47 | 11,05 | 0,00 | 11,20 | 10,50 | 9,50 |
| | Corea S. | - | - | - | 3,90 | 3,79 | 2,87 | 2,45 | 2,55 | 3,50 | 2,40 |
| | Taiwán | - | - | - | 0,67 | 0,25 | 0,00 | 0,08 | 0,09 | 0,30 | 1,70 |
| | Tailandia | - | - | - | - | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | - | - |
| Yemen | | - | - | - | **5,29** | **8,74** | **6,83** | **9,29** | **8,66** | **2,00** | **0,00** |
| | Méjico | - | - | - | 0,18 | 0,16 | 0,31 | 0,54 | 0,00 | - | - |
| | España | - | - | - | 0,18 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Corea S. | - | - | - | 2,18 | 3,62 | 3,44 | 4,79 | 4,05 | 0,70 | - |
| | EE.UU. | - | - | - | 1,10 | 1,70 | 0,55 | 0,51 | 0,25 | 0,20 | - |
| | Chile | - | - | - | 0,08 | 0,44 | 0,32 | 0,38 | 0,00 | - | - |
| | Kuwait | - | - | - | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,25 | - | - |
| | Dubai | - | - | - | - | - | - | - | 0,09 | - | - |
| | Francia | - | - | - | 0,08 | 0,20 | 0,00 | 0,09 | 0,00 | - | - |
| | Reino Unido | - | - | - | 0,17 | 0,59 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |
| | China | - | - | - | 0,70 | 1,08 | 0,79 | 1,49 | 1,38 | 0,40 | - |
| | India | - | - | - | 0,37 | 0,17 | 0,51 | 0,77 | 0,55 | 0,40 | - |
| | Japón | - | - | - | 0,16 | 0,25 | 0,40 | 0,67 | 1,29 | 0,30 | - |
| | Bélgica | - | - | - | 0,00 | 0,37 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - |

| EXPORT. | IMPORT. | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Taiwán | - | - | - | 0,00 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,17 | - | - |
| | Tailandia | - | - | - | - | 0,00 | 0,52 | 0,08 | 0,07 | - | - |
| | Malasia | - | - | - | - | - | - | - | 0,48 | - | - |
| Perú | | - | - | - | 1,74 | 5,64 | 5,24 | 5,89 | 5,18 | 5,00 | 5,50 |
| | Canadá | - | - | - | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | EE.UU. | - | - | - | 0,45 | 0,47 | 0,00 | 0,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Brasil | - | - | - | 0,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Bélgica | - | - | - | 0,08 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | España | - | - | - | 0,63 | 2,18 | 2,65 | 1,51 | 1,17 | 0,90 | 1,70 |
| | Francia | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,20 |
| | Italia | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,10 |
| | Corea S. | - | - | - | 0,08 | 0,90 | 0,00 | 0,68 | 0,00 | 0,00 | 0,20 |
| | Méjico | - | - | - | 0,26 | 0,76 | 1,11 | 2,54 | 3,88 | 3,50 | 2,90 |
| | China | - | - | - | 0,00 | 0,19 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,30 |
| | India | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,40 | 0,10 |
| | Japón | - | - | - | 0,00 | 0,57 | 1,09 | 0,96 | 0,10 | 0,30 | 0,00 |
| | Taiwán | - | - | - | 0,00 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Tailandia | - | - | - | 0,00 | 0,39 | 0,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TOTAL MUNDO | | 93,24 | 137,18 | 188,89 | 294,12 | 321,21 | 313,05 | 313,13 | 312,82 | 338,30 | 346,60 |

**Consumo per cápita de Gas natural (Million tonnes oil equivalent)**

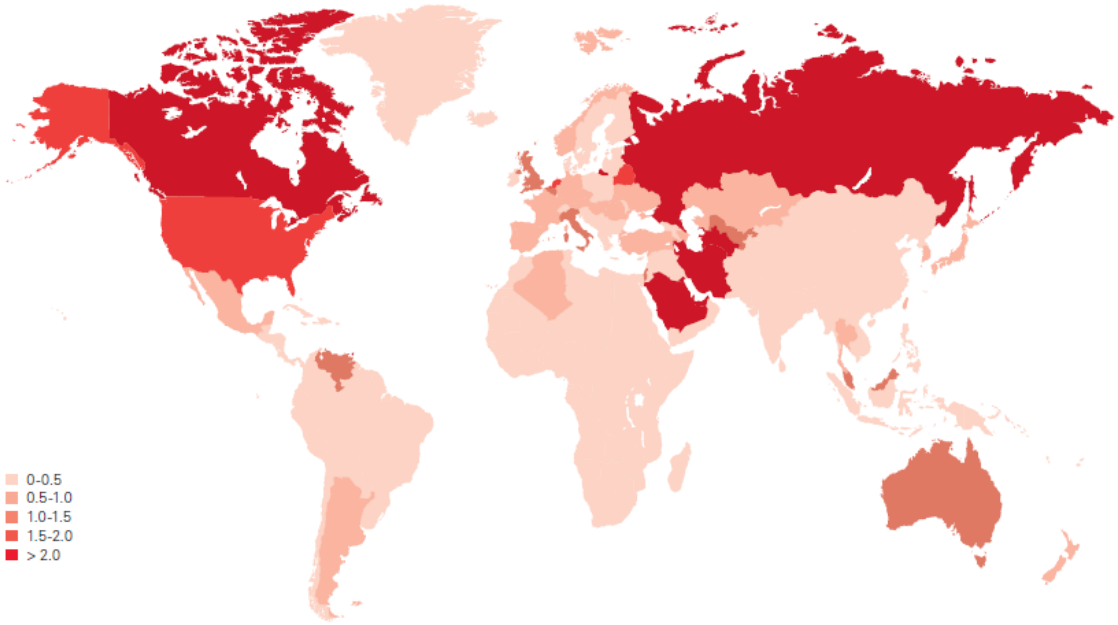



Figura 45. Consumo per cápita de gas natural en el mundo.

**Mayores movimientos de comercialización de 2017.**

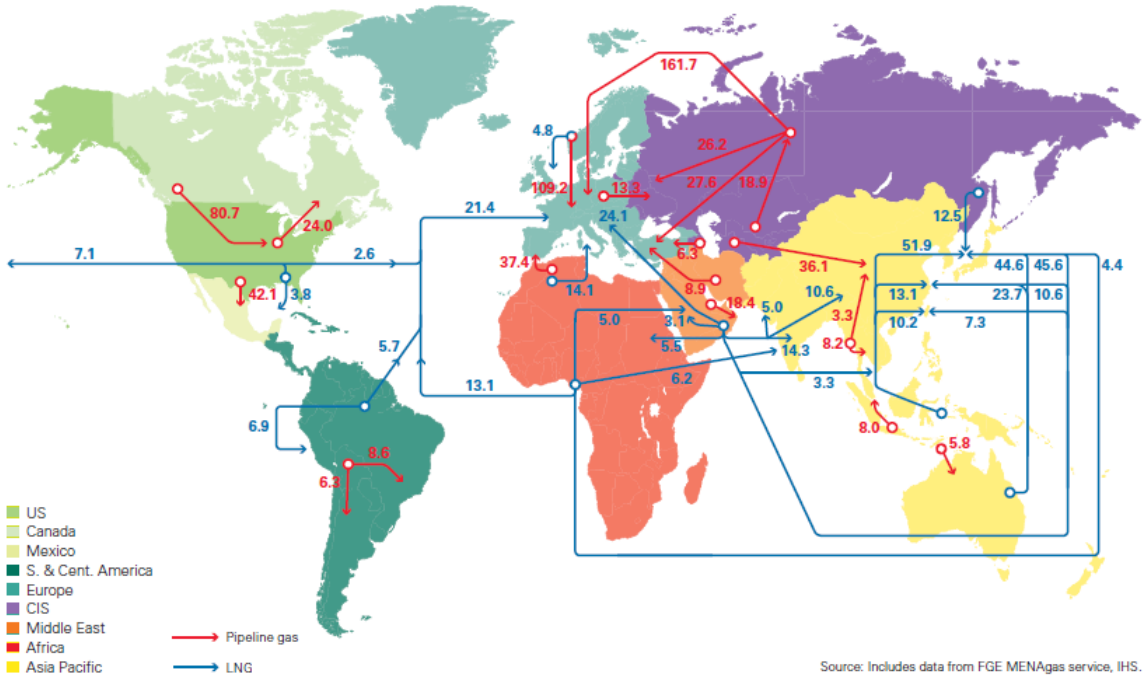



Figura 46. Flujo de comercio en el mundo (billion cubic metres)

**Producción y consumo de gas por región**

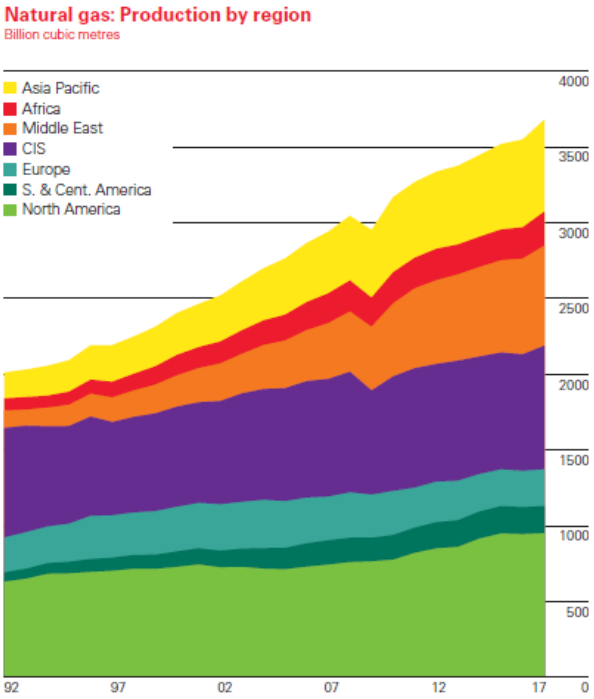



Figura 47. Producción de gas natural por región.

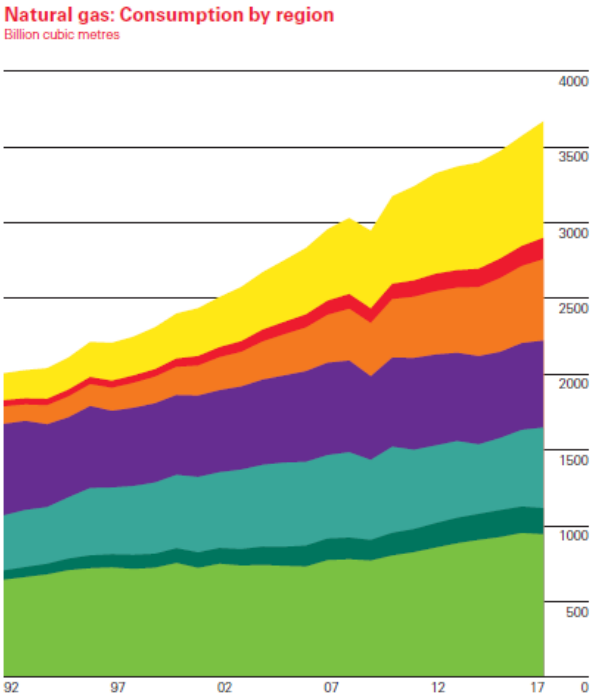



Figura 48. Consumo de gas natural por región.

## Petróleo

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

No sorprende que Medio Oriente sea el mayor productor de petróleo: provee cerca de un tercio del consumo mundial. Pero Europa y Eurasia (en especial, Rusia y el Reino Unido) y Estados Unidos son también grandes productores.

La diferencia es que casi toda la producción de Medio Oriente es para exportación, mientras que Estados Unidos no llega a cubrir su consumo doméstico.

América del Norte es la región que más petróleo consume, a pesar de que es una de las que menos reservas posee. Obviamente, esto indica que depende en gran medida de la importación de hidrocarburos.

También la zona Asia-Pacífic es una gran consumidora de crudo, siendo la que menos yacimientos tiene.

A ambas regiones se atribuye casi el 90% del incremento del consumo de petróleo en los últimos 10 años.

Los mayores flujos comerciales de petróleo van desde Medio Oriente hacia Europa, Asia-Pacífico y Estados Unidos, y desde Rusia hacia Europa Occidental.

También es importante la línea de suministro de Venezuela a Estados Unidos y, en menor medida, la de México a su vecino del norte.

## *Evolución reciente del precio*

Hacia finales del año 2016 y en el arranque del año 2017, la cotización del petróleo se vio afectada por las negociaciones para alcanzar el acuerdo y por las consecuencias una vez que se firmó dicho acuerdo (Ver Box 1). Dicho acuerdo entre los principales países productores de petróleo a nivel mundial generó un saltó en los precios tanto del gas como del petróleo, entre noviembre y diciembre de 2016 (meses en que se llevaron a cabo las negociaciones del acuerdo) la cotización de referencia del barril WTI salto alrededor de un 14%. La evolución de los nuevos precios dependerá en gran medida de que se respeten las reducciones en la producción pactada entre dichos países.

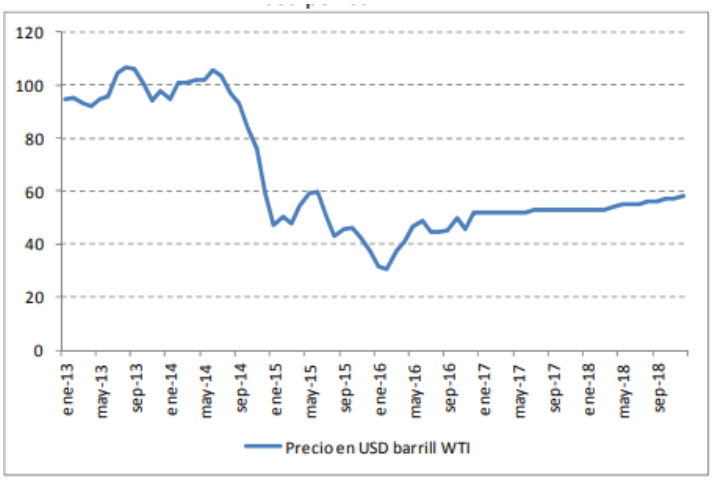



Figura 49. Evolución del precio del barril de petróleo. Fuente: EIA

## *El histórico acuerdo de la OPEP y los No - OPEP*

Hacia fines del mes de noviembre de 2016 la OPEP acordó reducir la producción en 1,2 millones de barriles/día a partir del mes enero de 2017, así la producción total de los países que integran la OPEP pasará a ubicarse en torno a los 32,5 millones de barriles día. Los países que integraron este acuerdo son: Algeria, Angola, Ecuador, Gabón, Irán, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos y Venezuela. En general los países reducen su producción en torno a un 5%, a excepción de Irán que podrá incrementar su producción debido a que requiere recuperar sus niveles de producción y conseguir nuevos mercados.

Luego el 10 de diciembre del mismo año se produjo un nuevo acuerdo con 11 países que no integran la OPEP y liderados por Rusia, donde se estableció que reducirían su producción en alrededor de 560 mil barriles/día. Dichos acuerdos fueron destacados como históricos por los integrantes, ya que pasaron muchos años donde no se lograba alcanzar un acuerdo de esta magnitud. En cuanto a las cantidades se destaca Rusia que aportaría alrededor del 50% de la reducción. Los 11 países NO- OPEP que firmaron el acuerdo son: Azerbaiyán, Bahrein, Brunei, Guinea Ecuatorial, Kazajstán, Malasia, México, Omán, Rusia, Sudán y Sudán del Sur.

En el OPEC Bulletin de noviembre/diciembre de 2016, los miembros de la OPEP destacan que con el acuerdo los firmantes muestran “cooperación y responsabilidad”, no solo hacia sus países, sino que también a la seguridad a largo plazo en el suministro de energía. El acuerdo busca acelerar el reequilibrio del mercado petrolero y reducir el exceso de existencias de

petróleo que presiona a los precios del crudo. Una mejora en las cotizaciones del hidrocarburo permitirá, según la OPEP, asegurar la seguridad en el suministro a mediano y largo plazo de esta importante fuente de energía.

**Reservas probadas totales de petróleo por país**

| | At end 1997 Thousand million barrels | At end 2007 Thousand million barrels | At end 2016 Thousand million barrels | At end 2017 Thousand million barrels | At end 2017 Thousand million tonnes | At end 2017 Share of total | At end 2017 R/P ratio |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| US | 30.5 | 30.5 | 50.0 | **50.0** | **6.0** | 2.9% | 10.5 |
| Canada | 48.8 | 178.8 | 170.6 | **168.9** | **27.2** | 10.0% | 95.8 |
| Mexico | 47.8 | 12.2 | 7.2 | **7.2** | **1.0** | 0.4% | 8.9 |
| Total North America | 127.1 | 221.5 | 227.7 | **226.1** | **34.2** | 13.3% | 30.8 |
| Argentina | 2.6 | 2.6 | 2.2 | **2.2** | **0.3** | 0.1% | 10.0 |
| Brazil | 7.1 | 12.6 | 12.6 | **12.8** | **1.9** | 0.8% | 12.8 |
| Colombia | 2.6 | 1.5 | 2.0 | **1.7** | **0.2** | 0.1% | 5.4 |
| Ecuador | 3.7 | 6.4 | 8.3 | **8.3** | **1.2** | 0.5% | 42.7 |
| Peru | 0.8 | 1.1 | 1.2 | **1.2** | **0.1** | 0.1% | 26.4 |
| Trinidad & Tobago | 0.7 | 0.9 | 0.2 | **0.2** | † | • | 6.7 |
| Venezuela | 74.9 | 99.4 | 301.8 | **303.2** | **47.3** | 17.9% | 393.6 |
| Other S. & Cent. America | 1.1 | 0.8 | 0.5 | **0.5** | **0.1** | • | 10.5 |
| Total S. & Cent. America | 93.4 | 125.3 | 328.9 | **330.1** | **51.2** | 19.5% | 125.9 |
| Denmark | 0.9 | 1.1 | 0.4 | **0.4** | **0.1** | • | 8.7 |
| Italy | 0.6 | 0.5 | 0.5 | **0.6** | **0.1** | • | 18.9 |
| Norway | 12.0 | 8.2 | 7.6 | **7.9** | **1.0** | 0.5% | 11.0 |
| Romania | 0.9 | 0.5 | 0.6 | **0.6** | **0.1** | • | 21.8 |
| United Kingdom | 5.2 | 3.4 | 2.3 | **2.3** | **0.3** | 0.1% | 6.3 |
| Other Europe | 1.6 | 1.5 | 1.6 | **1.5** | **0.2** | 0.1% | 16.2 |
| Total Europe | 21.3 | 15.1 | 13.1 | **13.4** | **1.7** | 0.8% | 10.4 |
| Azerbaijan | 1.2 | 7.0 | 7.0 | **7.0** | **1.0** | 0.4% | 24.1 |
| Kazakhstan | 5.3 | 30.0 | 30.0 | **30.0** | **3.9** | 1.8% | 44.8 |
| Russian Federation | 113.1 | 106.4 | 106.2 | **106.2** | **14.5** | 6.3% | 25.8 |
| Turkmenistan | 0.5 | 0.6 | 0.6 | **0.6** | **0.1** | • | 6.4 |
| Uzbekistan | 0.6 | 0.6 | 0.6 | **0.6** | **0.1** | • | 30.0 |
| Other CIS | 0.6 | 0.6 | 0.5 | **0.5** | **0.1** | • | 15.0 |
| Total CIS | 121.4 | 145.3 | 144.9 | **144.9** | **19.7** | 8.5% | 27.8 |
| Iran | 92.6 | 138.2 | 157.2 | **157.2** | **21.6** | 9.3% | 86.5 |
| Iraq | 112.5 | 115.0 | 148.8 | **148.8** | **20.1** | 8.8% | 90.2 |
| Kuwait | 96.5 | 101.5 | 101.5 | **101.5** | **14.0** | 6.0% | 91.9 |
| Oman | 5.4 | 5.6 | 5.4 | **5.4** | **0.7** | 0.3% | 15.2 |
| Qatar | 12.5 | 27.3 | 25.2 | **25.2** | **2.6** | 1.5% | 36.1 |
| Saudi Arabia | 261.5 | 264.2 | 266.2 | **266.2** | **36.6** | 15.7% | 61.0 |
| Syria | 2.3 | 2.5 | 2.5 | **2.5** | **0.3** | 0.1% | 278.4 |
| United Arab Emirates | 97.8 | 97.8 | 97.8 | **97.8** | **13.0** | 5.8% | 68.1 |
| Yemen | 1.8 | 2.7 | 3.0 | **3.0** | **0.4** | 0.2% | 156.6 |
| Other Middle East | 0.2 | 0.1 | 0.1 | **0.1** | † | • | 1.6 |
| Total Middle East | 683.2 | 754.9 | 807.7 | **807.7** | **109.3** | 47.6% | 70.0 |

| | At end 1997 Thousand million barrels | At end 2007 Thousand million barrels | At end 2016 Thousand million barrels | At end 2017 Thousand million barrels | At end 2017 Thousand million tonnes | At end 2017 Share of total | At end 2017 R/P ratio |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Australia | 4.0 | 3.4 | 4.0 | **4.0** | **0.4** | 0.2% | 31.6 |
| Brunei | 1.1 | 1.1 | 1.1 | **1.1** | **0.1** | 0.1% | 26.6 |
| China | 17.0 | 20.8 | 25.7 | **25.7** | **3.5** | 1.5% | 18.3 |
| India | 5.6 | 5.5 | 4.7 | **4.5** | **0.6** | 0.3% | 14.4 |
| Indonesia | 4.9 | 4.0 | 3.3 | **3.2** | **0.4** | 0.2% | 9.2 |
| Malaysia | 5.0 | 5.5 | 3.6 | **3.6** | **0.5** | 0.2% | 14.1 |
| Thailand | 0.3 | 0.5 | 0.3 | **0.3** | † | • | 2.1 |
| Vietnam | 1.2 | 3.4 | 4.4 | **4.4** | **0.6** | 0.3% | 36.0 |
| Other Asia Pacific | 1.2 | 1.3 | 1.2 | **1.2** | **0.2** | 0.1% | 12.6 |
| Total Asia Pacific | 40.3 | 45.3 | 48.3 | **48.0** | **6.4** | 2.8% | 16.7 |
| **Total World** | **1162.1** | **1427.1** | **1697.1** | **1696.6** | **239.3** | **100.0%** | **50.2** |
| of which: OECD | 151.4 | 239.3 | 244.0 | **242.6** | **36.3** | 14.3% | 27.8 |
| Non-OECD | 1010.6 | 1187.8 | 1453.1 | **1454.0** | **203.0** | 85.7% | 57.9 |
| OPEC | 820.7 | 956.1 | 1217.4 | **1218.8** | **171.0** | 71.8% | 84.7 |
| Non-OPEC | 341.4 | 471.0 | 479.6 | **477.8** | **68.3** | 28.2% | 24.6 |
| European Union | 8.7 | 6.4 | 4.8 | **4.8** | **0.6** | 0.3% | 9.0 |
| Canadian oil sands: Total | 42.0 | 172.6 | 164.4 | **163.4** | **26.6** | 9.6% | |
| of which: Under active development | 3.9 | 22.0 | 23.1 | **22.1** | **3.6** | 1.3% | |
| Venezuela: Orinoco Belt | – | 20.0 | 223.0 | **224.0** | **35.9** | 13.2% | |

## *Distribución de reservas probadas en 1997, 2007 y 2017*

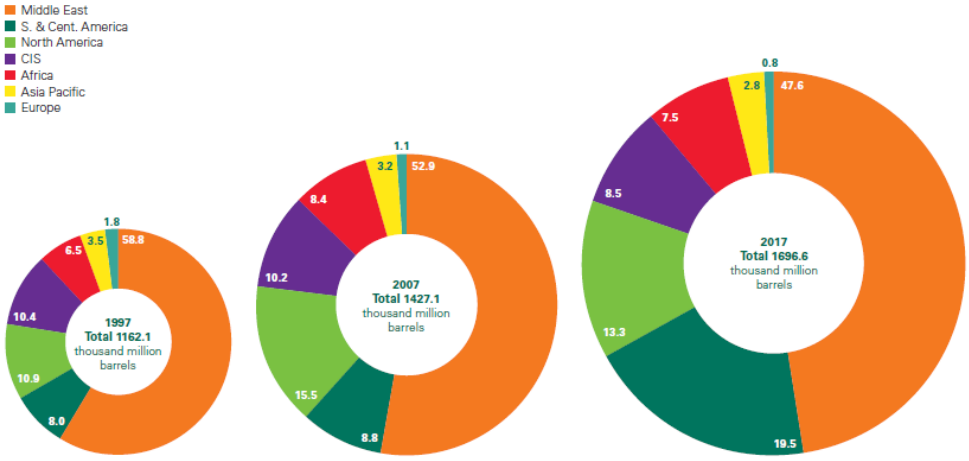



Figura 50. Distribución de reservas mundiales.

## *Producción de petróleo en miles de barriles por día.*

| Thousand barrels daily | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Growth rate per annum 2017 | Growth rate per annum 2006-16 | Share 2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| US | 6860 | 6784 | 7263 | 7549 | 7859 | 8904 | 10071 | 11768 | 12750 | 12366 | **13057** | 5.6% | 6.1% | 14.1% |
| Canada | 3290 | 3207 | 3202 | 3332 | 3515 | 3740 | 4000 | 4271 | 4389 | 4470 | **4831** | 8.1% | 3.4% | 5.2% |
| Mexico | 3479 | 3165 | 2978 | 2959 | 2940 | 2911 | 2875 | 2784 | 2587 | 2456 | **2224** | -9.4% | -4.0% | 2.4% |
| Total North America | 13628 | 13156 | 13444 | 13841 | 14314 | 15555 | 16946 | 18823 | 19726 | 19292 | **20112** | 4.3% | 3.5% | 21.7% |
| Argentina | 816 | 804 | 731 | 714 | 668 | 658 | 647 | 640 | 649 | 626 | **593** | -5.2% | -3.0% | 0.6% |
| Brazil | 1831 | 1897 | 2029 | 2137 | 2179 | 2145 | 2110 | 2341 | 2525 | 2608 | **2734** | 4.8% | 3.7% | 3.0% |
| Colombia | 531 | 588 | 671 | 786 | 915 | 944 | 1004 | 990 | 1006 | 886 | **851** | -3.9% | 5.3% | 0.9% |
| Ecuador | 513 | 507 | 488 | 488 | 501 | 505 | 527 | 557 | 543 | 548 | **531** | -3.1% | 0.2% | 0.6% |
| Peru | 116 | 122 | 147 | 158 | 153 | 154 | 167 | 169 | 145 | 128 | **127** | -0.3% | 0.8% | 0.1% |
| Trinidad & Tobago | 154 | 152 | 150 | 145 | 137 | 117 | 116 | 114 | 109 | 97 | **99** | 2.1% | -5.9% | 0.1% |
| Venezuela | 3237 | 3228 | 3038 | 2842 | 2755 | 2704 | 2680 | 2692 | 2631 | 2387 | **2110** | -11.6% | -3.3% | 2.3% |
| Other S. & Cent. America | 146 | 140 | 131 | 140 | 141 | 147 | 152 | 159 | 152 | 140 | **135** | -3.0% | 0.2% | 0.1% |
| Total S. & Cent. America | 7344 | 7439 | 7385 | 7410 | 7449 | 7373 | 7403 | 7663 | 7759 | 7418 | **7182** | -3.2% | -0.1% | 7.8% |
| Denmark | 311 | 287 | 265 | 249 | 225 | 204 | 178 | 167 | 158 | 142 | **138** | -2.4% | -8.5% | 0.1% |
| Italy | 122 | 108 | 95 | 106 | 110 | 112 | 114 | 120 | 113 | 78 | **86** | 10.6% | -4.2% | 0.1% |
| Norway | 2551 | 2466 | 2349 | 2137 | 2039 | 1917 | 1838 | 1889 | 1946 | 1995 | **1969** | -1.3% | -3.2% | 2.1% |
| Romania | 100 | 99 | 94 | 90 | 89 | 83 | 86 | 84 | 83 | 79 | **76** | -4.7% | -2.8% | 0.1% |
| United Kingdom | 1651 | 1549 | 1469 | 1356 | 1112 | 946 | 864 | 852 | 963 | 1013 | **999** | -1.3% | -4.8% | 1.1% |
| Other Europe | 298 | 281 | 268 | 261 | 260 | 261 | 275 | 277 | 274 | 260 | **251** | -3.6% | -1.4% | 0.3% |
| Total Europe | 5032 | 4790 | 4539 | 4198 | 3835 | 3523 | 3356 | 3390 | 3538 | 3566 | **3519** | -1.3% | -3.9% | 3.8% |
| Azerbaijan | 876 | 916 | 1027 | 1037 | 932 | 882 | 888 | 861 | 851 | 838 | **795** | -5.1% | 2.6% | 0.9% |
| Kazakhstan | 1415 | 1485 | 1609 | 1676 | 1684 | 1664 | 1737 | 1710 | 1695 | 1655 | **1835** | 10.8% | 1.9% | 2.0% |
| Russian Federation | 10062 | 9969 | 10157 | 10383 | 10538 | 10660 | 10809 | 10860 | 11009 | 11269 | **11257** | -0.1% | 1.4% | 12.2% |
| Turkmenistan | 204 | 222 | 218 | 212 | 215 | 225 | 232 | 241 | 261 | 253 | **258** | 1.9% | 3.7% | 0.3% |
| Uzbekistan | 104 | 102 | 95 | 78 | 77 | 68 | 63 | 61 | 59 | 58 | **54** | -6.1% | -6.6% | 0.1% |
| Other CIS | 135 | 131 | 126 | 117 | 111 | 111 | 105 | 97 | 91 | 89 | **90** | 0.8% | -4.0% | 0.1% |
| Total CIS | 12795 | 12825 | 13232 | 13502 | 13557 | 13609 | 13834 | 13830 | 13966 | 14162 | **14288** | 0.9% | 1.4% | 15.4% |
| Iran | 4359 | 4421 | 4292 | 4430 | 4472 | 3820 | 3617 | 3724 | 3862 | 4602 | **4982** | 8.2% | 0.7% | 5.4% |
| Iraq | 2143 | 2428 | 2446 | 2469 | 2773 | 3079 | 3103 | 3239 | 3986 | 4423 | **4520** | 2.2% | 8.3% | 4.9% |
| Kuwait | 2660 | 2784 | 2499 | 2560 | 2913 | 3169 | 3129 | 3101 | 3065 | 3145 | **3025** | -3.8% | 1.4% | 3.3% |
| Oman | 710 | 757 | 813 | 865 | 885 | 918 | 942 | 943 | 981 | 1004 | **971** | -3.4% | 3.1% | 1.0% |
| Qatar | 1267 | 1438 | 1421 | 1638 | 1834 | 1939 | 2002 | 1985 | 1958 | 1970 | **1916** | -2.7% | 4.7% | 2.1% |
| Saudi Arabia | 10268 | 10663 | 9663 | 10075 | 11144 | 11635 | 11393 | 11505 | 11994 | 12402 | **11951** | -3.6% | 1.5% | 12.9% |
| Syria | 404 | 406 | 401 | 385 | 353 | 171 | 59 | 33 | 27 | 25 | **25** | -1.6% | -24.6% | * |
| United Arab Emirates | 3094 | 3113 | 2783 | 2915 | 3285 | 3430 | 3543 | 3599 | 3873 | 4020 | **3935** | -2.1% | 2.5% | 4.2% |
| Yemen | 341 | 316 | 308 | 307 | 221 | 178 | 198 | 153 | 64 | 43 | **52** | 21.8% | -19.7% | 0.1% |
| Other Middle East | 194 | 193 | 192 | 192 | 201 | 184 | 209 | 214 | 213 | 214 | **220** | 2.8% | 1.6% | 0.2% |
| Total Middle East | 25440 | 26517 | 24818 | 25834 | 28082 | 28523 | 28194 | 28496 | 30023 | 31849 | **31597** | -0.8% | 2.1% | 34.1% |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Algeria | 1992 | 1969 | 1775 | 1689 | 1642 | 1537 | 1485 | 1589 | 1558 | 1577 | **1540** | -2.3% | -2.2% | 1.7% |
| Angola | 1656 | 1876 | 1754 | 1812 | 1670 | 1734 | 1748 | 1668 | 1772 | 1755 | **1674** | -4.6% | 2.3% | 1.8% |
| Chad | 144 | 127 | 118 | 122 | 114 | 101 | 91 | 89 | 111 | 103 | **103** | 0.5% | -3.9% | 0.1% |
| Republic of Congo | 224 | 237 | 276 | 314 | 301 | 281 | 250 | 264 | 247 | 250 | **291** | 16.4% | -1.1% | 0.3% |
| Egypt | 698 | 715 | 730 | 725 | 714 | 715 | 710 | 714 | 726 | 691 | **660** | -4.5% | 0.2% | 0.7% |
| Equatorial Guinea | 374 | 369 | 332 | 306 | 301 | 320 | 282 | 284 | 260 | 223 | **199** | -10.9% | -4.8% | 0.2% |
| Gabon | 246 | 240 | 241 | 249 | 246 | 242 | 226 | 226 | 225 | 220 | **200** | -9.3% | -0.9% | 0.2% |
| Libya | 1820 | 1820 | 1652 | 1659 | 479 | 1509 | 989 | 498 | 432 | 426 | **865** | 102.9% | -13.5% | 0.9% |
| Nigeria | 2208 | 2174 | 2212 | 2534 | 2463 | 2413 | 2280 | 2278 | 2204 | 1903 | **1988** | 4.5% | -2.2% | 2.1% |
| South Sudan | n/a | n/a | n/a | n/a | n/a | 31 | 100 | 155 | 148 | 117 | **109** | -7.4% | n/a | 0.1% |
| Sudan | 483 | 457 | 475 | 462 | 291 | 103 | 118 | 120 | 109 | 104 | **86** | -17.0% | -11.6% | 0.1% |
| Tunisia | 104 | 96 | 91 | 83 | 77 | 82 | 76 | 71 | 64 | 60 | **53** | -11.8% | -2.3% | 0.1% |
| Other Africa | 191 | 184 | 181 | 149 | 198 | 196 | 225 | 234 | 276 | 258 | **306** | 18.4% | 1.3% | 0.3% |
| Total Africa | 10139 | 10263 | 9838 | 10104 | 8494 | 9264 | 8580 | 8191 | 8130 | 7687 | **8072** | 5.0% | -2.5% | 8.7% |
| Australia | 549 | 538 | 507 | 548 | 483 | 479 | 407 | 436 | 384 | 359 | **346** | -3.6% | -3.9% | 0.4% |
| Brunei | 194 | 175 | 168 | 172 | 165 | 159 | 135 | 126 | 127 | 121 | **113** | -6.4% | -5.8% | 0.1% |
| China | 3742 | 3814 | 3805 | 4077 | 4074 | 4155 | 4216 | 4246 | 4309 | 3999 | **3846** | -3.8% | 0.8% | 4.2% |
| India | 768 | 803 | 816 | 882 | 916 | 906 | 906 | 887 | 876 | 856 | **865** | 1.1% | 1.2% | 0.9% |
| Indonesia | 972 | 1006 | 994 | 1003 | 952 | 918 | 882 | 852 | 841 | 882 | **949** | 7.6% | -1.4% | 1.0% |
| Malaysia | 730 | 731 | 691 | 726 | 660 | 662 | 626 | 650 | 698 | 704 | **697** | -1.0% | 0.1% | 0.8% |
| Thailand | 343 | 360 | 375 | 389 | 419 | 457 | 452 | 450 | 468 | 475 | **465** | -2.1% | 3.8% | 0.5% |
| Vietnam | 334 | 309 | 341 | 323 | 327 | 358 | 361 | 373 | 403 | 374 | **335** | -10.4% | 0.5% | 0.4% |
| Other Asia Pacific | 319 | 341 | 330 | 315 | 299 | 287 | 272 | 307 | 299 | 280 | **263** | -6.3% | -0.8% | 0.3% |
| Total Asia Pacific | 7951 | 8076 | 8028 | 8436 | 8296 | 8382 | 8257 | 8327 | 8405 | 8050 | **7879** | -2.1% | 0.2% | 8.5% |
| **Total World** | **82330** | **83067** | **81284** | **83325** | **84027** | **86229** | **86570** | **88721** | **91547** | **92023** | **92649** | **0.7%** | **1.1%** | **100.0%** |
| of which: OECD | 19136 | 18426 | 18436 | 18534 | 18566 | 19487 | 20626 | 22571 | 23571 | 23139 | **23901** | 3.3% | 1.8% | 25.8% |
| Non-OECD | 63194 | 64641 | 62848 | 64792 | 65461 | 66742 | 65944 | 66149 | 67976 | 68884 | **68748** | -0.2% | 0.9% | 74.2% |
| OPEC | 35835 | 37029 | 34596 | 35665 | 36478 | 38034 | 37004 | 36945 | 38362 | 39601 | **39436** | -0.4% | 0.9% | 42.6% |
| Non-OPEC | 46494 | 46039 | 46688 | 47660 | 47549 | 48195 | 49565 | 51775 | 53186 | 52422 | **53213** | 1.5% | 1.2% | 57.4% |
| European Union | 2416 | 2258 | 2119 | 1982 | 1712 | 1519 | 1425 | 1405 | 1499 | 1484 | **1464** | -1.3% | -4.9% | 1.6% |

## *Consumo de petróleo en miles de barriles por día*

| Thousand barrels daily | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | **2017** | Growth rate per annum 2017 | Growth rate per annum 2006-16 | Share 2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| US | 20680 | 19490 | 18771 | 19180 | 18882 | 18490 | 18961 | 19106 | 19531 | 19687 | **19880** | 1.0% | -0.5% | 20.2% |
| Canada | 2342 | 2297 | 2174 | 2306 | 2381 | 2342 | 2383 | 2399 | 2348 | 2401 | **2428** | 1.2% | 0.5% | 2.5% |
| Mexico | 2089 | 2080 | 2021 | 2040 | 2065 | 2083 | 2034 | 1960 | 1939 | 1977 | **1910** | -3.4% | -0.2% | 1.9% |
| Total North America | 25111 | 23868 | 22967 | 23526 | 23329 | 22915 | 23379 | 23465 | 23818 | 24065 | **24219** | 0.6% | -0.4% | 24.7% |
| Argentina | 528 | 540 | 532 | 594 | 609 | 636 | 683 | 673 | 696 | 687 | **670** | -2.4% | 3.8% | 0.7% |
| Brazil | 2308 | 2481 | 2498 | 2716 | 2839 | 2915 | 3124 | 3242 | 3181 | 3013 | **3017** | 0.1% | 3.4% | 3.1% |
| Chile | 377 | 390 | 383 | 343 | 371 | 376 | 362 | 353 | 355 | 376 | **383** | 1.8% | 2.5% | 0.4% |
| Colombia | 234 | 251 | 232 | 258 | 277 | 297 | 298 | 316 | 330 | 339 | **344** | 1.5% | 3.7% | 0.4% |
| Ecuador | 183 | 188 | 191 | 220 | 226 | 233 | 247 | 260 | 254 | 240 | **237** | -1.1% | 2.9% | 0.2% |
| Peru | 153 | 172 | 178 | 189 | 208 | 213 | 227 | 225 | 239 | 254 | **259** | 2.0% | 5.6% | 0.3% |
| Trinidad & Tobago | 43 | 45 | 44 | 45 | 42 | 40 | 45 | 42 | 46 | 45 | **44** | -1.7% | 1.7% | * |
| Venezuela | 640 | 716 | 726 | 725 | 737 | 792 | 782 | 720 | 637 | 539 | **505** | -6.4% | -2.1% | 0.5% |
| Other S. & Cent. America | 1276 | 1248 | 1223 | 1244 | 1262 | 1241 | 1218 | 1227 | 1283 | 1319 | **1336** | 1.3% | 0.4% | 1.4% |
| Total S. & Cent. America | 5742 | 6032 | 6006 | 6334 | 6570 | 6742 | 6987 | 7058 | 7021 | 6811 | **6794** | -0.2% | 2.2% | 6.9% |
| Austria | 276 | 274 | 264 | 276 | 262 | 259 | 264 | 260 | 262 | 266 | **268** | 1.0% | -0.9% | 0.3% |
| Belgium | 700 | 731 | 654 | 678 | 637 | 622 | 636 | 635 | 666 | 670 | **661** | -1.4% | -0.2% | 0.7% |
| Czech Republic | 205 | 209 | 204 | 195 | 193 | 192 | 184 | 195 | 189 | 175 | **204** | 16.4% | -1.6% | 0.2% |
| Finland | 226 | 223 | 212 | 222 | 204 | 193 | 191 | 183 | 203 | 211 | **203** | -3.6% | -0.6% | 0.2% |
| France | 1911 | 1889 | 1822 | 1763 | 1730 | 1676 | 1664 | 1616 | 1615 | 1600 | **1615** | 1.0% | -1.9% | 1.6% |
| Germany | 2380 | 2502 | 2409 | 2445 | 2369 | 2356 | 2408 | 2348 | 2340 | 2378 | **2447** | 2.9% | -0.9% | 2.5% |
| Greece | 435 | 414 | 398 | 369 | 348 | 312 | 295 | 294 | 306 | 312 | **314** | 0.7% | -3.2% | 0.3% |
| Hungary | 168 | 164 | 154 | 146 | 139 | 129 | 129 | 144 | 153 | 154 | **167** | 8.3% | -0.9% | 0.2% |
| Italy | 1740 | 1661 | 1563 | 1532 | 1475 | 1346 | 1260 | 1184 | 1222 | 1228 | **1247** | 1.6% | -3.7% | 1.3% |
| Netherlands | 1031 | 977 | 945 | 964 | 971 | 926 | 898 | 866 | 835 | 851 | **848** | -0.4% | -1.4% | 0.9% |
| Norway | 237 | 228 | 237 | 235 | 239 | 235 | 243 | 232 | 237 | 221 | **223** | 0.9% | -0.3% | 0.2% |
| Poland | 548 | 567 | 567 | 594 | 592 | 571 | 538 | 539 | 559 | 606 | **659** | 8.7% | 1.4% | 0.7% |
| Portugal | 307 | 291 | 273 | 271 | 255 | 230 | 239 | 238 | 244 | 245 | **256** | 4.6% | -2.1% | 0.3% |
| Romania | 219 | 216 | 195 | 184 | 191 | 191 | 174 | 187 | 191 | 202 | **203** | 0.6% | -0.6% | 0.2% |
| Spain | 1613 | 1558 | 1473 | 1446 | 1378 | 1291 | 1195 | 1191 | 1237 | 1280 | **1293** | 1.1% | -2.2% | 1.3% |
| Sweden | 363 | 356 | 329 | 331 | 313 | 311 | 309 | 311 | 300 | 319 | **320** | 0.3% | -1.3% | 0.3% |
| Switzerland | 241 | 256 | 260 | 242 | 235 | 238 | 249 | 224 | 228 | 216 | **222** | 3.2% | -2.1% | 0.2% |
| Turkey | 695 | 686 | 709 | 694 | 673 | 704 | 757 | 777 | 915 | 972 | **1007** | 3.5% | 3.6% | 1.0% |
| United Kingdom | 1752 | 1720 | 1646 | 1623 | 1590 | 1533 | 1518 | 1518 | 1561 | 1592 | **1598** | 0.3% | -1.3% | 1.6% |
| Other Europe | 1306 | 1306 | 1224 | 1208 | 1181 | 1127 | 1111 | 1107 | 1151 | 1197 | **1224** | 2.3% | -0.6% | 1.2% |
| Total Europe | 16356 | 16227 | 15537 | 15418 | 14975 | 14443 | 14263 | 14049 | 14413 | 14696 | **14980** | 1.9% | -1.2% | 15.3% |
| Azerbaijan | 91 | 74 | 73 | 72 | 89 | 92 | 101 | 99 | 100 | 98 | **92** | -5.8% | 0.2% | 0.1% |
| Belarus | 162 | 159 | 182 | 150 | 175 | 211 | 145 | 165 | 139 | 136 | **135** | -0.7% | -2.6% | 0.1% |
| Kazakhstan | 241 | 240 | 198 | 211 | 243 | 245 | 260 | 262 | 284 | 302 | **311** | 2.9% | 3.2% | 0.3% |
| Russian Federation | 2780 | 2861 | 2775 | 2878 | 3074 | 3119 | 3135 | 3301 | 3162 | 3193 | **3224** | 1.0% | 1.5% | 3.3% |
| Turkmenistan | 111 | 114 | 106 | 118 | 125 | 129 | 137 | 143 | 145 | 152 | **155** | 2.3% | 3.7% | 0.2% |
| Ukraine | 308 | 299 | 282 | 267 | 278 | 267 | 257 | 221 | 194 | 204 | **206** | 1.1% | -4.1% | 0.2% |
| Uzbekistan | 94 | 93 | 89 | 76 | 71 | 63 | 60 | 57 | 57 | 70 | **71** | 1.8% | -3.8% | 0.1% |
| Other CIS | 56 | 60 | 63 | 63 | 65 | 79 | 80 | 76 | 81 | 89 | **88** | -1.4% | 6.5% | 0.1% |
| Total CIS | 3844 | 3900 | 3768 | 3834 | 4118 | 4206 | 4176 | 4323 | 4162 | 4243 | **4282** | 0.9% | 1.1% | 4.4% |
| Iran | 1838 | 1925 | 1919 | 1791 | 1826 | 1849 | 2011 | 1953 | 1766 | 1722 | **1816** | 5.4% | -0.4% | 1.8% |
| Iraq | 490 | 481 | 536 | 570 | 629 | 666 | 716 | 681 | 687 | 758 | **791** | 4.4% | 4.1% | 0.8% |
| Israel | 262 | 254 | 232 | 241 | 254 | 295 | 247 | 212 | 225 | 228 | **247** | 8.4% | -0.8% | 0.3% |
| Kuwait | 383 | 406 | 455 | 470 | 445 | 491 | 508 | 446 | 456 | 453 | **449** | -0.8% | 1.8% | 0.5% |
| Oman | 90 | 123 | 119 | 135 | 146 | 157 | 178 | 185 | 186 | 191 | **189** | -1.3% | 7.6% | 0.2% |
| Qatar | 148 | 177 | 173 | 191 | 246 | 257 | 287 | 293 | 316 | 343 | **354** | 3.1% | 9.6% | 0.4% |
| Saudi Arabia | 2407 | 2622 | 2914 | 3206 | 3294 | 3461 | 3451 | 3753 | 3875 | 3939 | **3918** | -0.5% | 5.6% | 4.0% |
| United Arab Emirates | 576 | 603 | 603 | 654 | 733 | 772 | 849 | 878 | 949 | 1003 | **1007** | 0.4% | 6.4% | 1.0% |
| Other Middle East | 777 | 795 | 774 | 716 | 698 | 648 | 622 | 632 | 569 | 523 | **520** | -0.7% | -3.5% | 0.5% |
| Total Middle East | 6970 | 7385 | 7724 | 7973 | 8271 | 8595 | 8870 | 9032 | 9029 | 9161 | **9290** | 1.4% | 3.1% | 9.5% |
| Algeria | 286 | 309 | 327 | 327 | 349 | 370 | 387 | 401 | 423 | 411 | **411** | -0.1% | 4.8% | 0.4% |
| Egypt | 642 | 686 | 725 | 766 | 720 | 747 | 756 | 806 | 833 | 854 | **816** | -4.5% | 3.6% | 0.8% |
| Morocco | 211 | 231 | 234 | 258 | 275 | 277 | 280 | 269 | 268 | 275 | **282** | 2.8% | 3.2% | 0.3% |
| South Africa | 539 | 511 | 507 | 541 | 544 | 556 | 572 | 569 | 592 | 577 | **580** | 0.6% | 0.9% | 0.6% |
| Other Africa | 1362 | 1465 | 1533 | 1590 | 1499 | 1619 | 1729 | 1741 | 1762 | 1833 | **1958** | 6.8% | 3.2% | 2.0% |
| Total Africa | 3040 | 3201 | 3325 | 3482 | 3388 | 3569 | 3724 | 3785 | 3877 | 3950 | **4047** | 2.5% | 3.1% | 4.1% |

| Thousand barrels daily | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Growth rate per annum 2017 | Growth rate per annum 2006-16 | Share 2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Australia | 935 | 944 | 950 | 957 | 1001 | 1025 | 1034 | 1046 | 1030 | 1041 | **1079** | 3.6% | 1.1% | 1.1% |
| Bangladesh | 76 | 77 | 72 | 80 | 104 | 110 | 107 | 116 | 125 | 131 | **146** | 11.6% | 5.0% | 0.1% |
| China | 7808 | 7941 | 8278 | 9436 | 9796 | 10230 | 10734 | 11209 | 11986 | 12302 | **12799** | 4.0% | 5.2% | 13.0% |
| China Hong Kong SAR | 322 | 292 | 332 | 359 | 361 | 344 | 352 | 336 | 368 | 380 | **427** | 12.4% | 2.3% | 0.4% |
| India | 2941 | 3077 | 3237 | 3319 | 3488 | 3685 | 3727 | 3849 | 4164 | 4560 | **4690** | 2.9% | 5.2% | 4.8% |
| Indonesia | 1318 | 1287 | 1317 | 1411 | 1589 | 1640 | 1663 | 1681 | 1564 | 1580 | **1652** | 4.5% | 2.4% | 1.7% |
| Japan | 5013 | 4847 | 4390 | 4442 | 4442 | 4702 | 4516 | 4303 | 4151 | 4031 | **3988** | -1.1% | -2.5% | 4.1% |
| Malaysia | 701 | 672 | 679 | 689 | 725 | 759 | 803 | 801 | 789 | 799 | **803** | 0.5% | 1.9% | 0.8% |
| New Zealand | 154 | 154 | 148 | 150 | 150 | 148 | 151 | 154 | 160 | 163 | **175** | 7.3% | 0.7% | 0.2% |
| Pakistan | 384 | 389 | 415 | 411 | 414 | 402 | 442 | 458 | 505 | 566 | **589** | 4.0% | 4.8% | 0.6% |
| Philippines | 295 | 283 | 300 | 313 | 298 | 309 | 326 | 347 | 397 | 430 | **455** | 5.9% | 4.3% | 0.5% |
| Singapore | 921 | 973 | 1049 | 1157 | 1208 | 1202 | 1225 | 1268 | 1338 | 1381 | **1430** | 3.5% | 5.0% | 1.5% |
| South Korea | 2399 | 2308 | 2339 | 2370 | 2394 | 2458 | 2455 | 2454 | 2577 | 2771 | **2796** | 0.9% | 1.8% | 2.8% |
| Sri Lanka | 91 | 83 | 87 | 87 | 92 | 95 | 81 | 89 | 97 | 101 | **107** | 5.9% | 1.6% | 0.1% |
| Taiwan | 1110 | 1005 | 1020 | 1045 | 983 | 983 | 1010 | 1040 | 1037 | 1043 | **1051** | 0.8% | -0.1% | 1.1% |
| Thailand | 1030 | 1018 | 1076 | 1122 | 1185 | 1250 | 1299 | 1310 | 1354 | 1377 | **1423** | 3.4% | 3.3% | 1.4% |
| Vietnam | 283 | 300 | 305 | 332 | 361 | 368 | 398 | 410 | 437 | 461 | **486** | 5.3% | 6.1% | 0.5% |
| Other Asia Pacific | 259 | 250 | 267 | 285 | 320 | 327 | 365 | 405 | 442 | 446 | **479** | 7.3% | 6.6% | 0.5% |
| Total Asia Pacific | 26041 | 25901 | 26260 | 27967 | 28911 | 30038 | 30689 | 31274 | 32521 | 33562 | **34574** | 3.0% | 2.9% | 35.2% |
| **Total World** | **87105** | **86515** | **85587** | **88535** | **89561** | **90509** | **92088** | **92986** | **94843** | **96488** | **98186** | **1.8%** | **1.2%** | **100.0%** |
| of which: OECD | 49744 | 48131 | 46127 | 46657 | 46126 | 45600 | 45679 | 45291 | 45953 | 46552 | **47033** | 1.0% | -0.7% | 47.9% |
| Non-OECD | 37361 | 38384 | 39460 | 41877 | 43435 | 44908 | 46409 | 47695 | 48890 | 49936 | **51152** | 2.4% | 3.4% | 52.1% |
| European Union | 14868 | 14746 | 14021 | 13941 | 13521 | 12977 | 12724 | 12530 | 12737 | 12970 | **13211** | 1.9% | -1.5% | 13.5% |

Consumo y producción de petróleo por región.

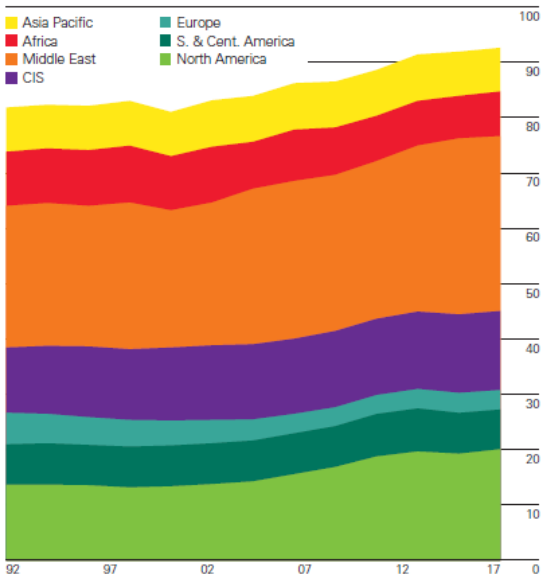



Figura 51. Producción de petróleo por región

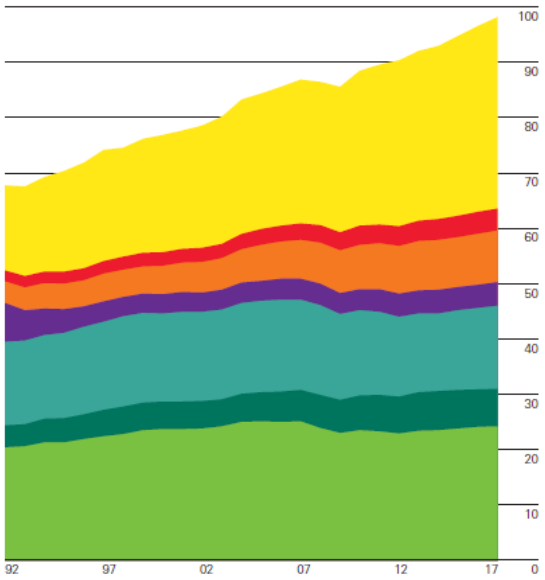



Figura 52. Consumo de petróleo por región.

## *Precio del petróleo crudo.*

| US dollars per barrel | Dubai $/bbl* | Brent $/bbl† | Nigerian Forcados $/bbl | West Texas Intermediate $/bbl‡ |
|---|---|---|---|---|
| 1982 | 31.80 | 32.97 | 33.29 | 33.65 |
| 1983 | 28.78 | 29.55 | 29.54 | 30.30 |
| 1984 | 28.06 | 28.78 | 28.14 | 29.39 |
| 1985 | 27.53 | 27.56 | 27.75 | 27.98 |
| 1986 | 13.10 | 14.43 | 14.46 | 15.10 |
| 1987 | 16.95 | 18.44 | 18.39 | 19.18 |
| 1988 | 13.27 | 14.92 | 15.00 | 15.97 |
| 1989 | 15.62 | 18.23 | 18.30 | 19.68 |
| 1990 | 20.45 | 23.73 | 23.85 | 24.50 |
| 1991 | 16.63 | 20.00 | 20.11 | 21.54 |
| 1992 | 17.17 | 19.32 | 19.61 | 20.57 |
| 1993 | 14.93 | 16.97 | 17.41 | 18.45 |
| 1994 | 14.74 | 15.82 | 16.25 | 17.21 |
| 1995 | 16.10 | 17.02 | 17.26 | 18.42 |
| 1996 | 18.52 | 20.67 | 21.16 | 22.16 |
| 1997 | 18.23 | 19.09 | 19.33 | 20.61 |
| 1998 | 12.21 | 12.72 | 12.62 | 14.39 |
| 1999 | 17.25 | 17.97 | 18.00 | 19.31 |
| 2000 | 26.20 | 28.50 | 28.42 | 30.37 |
| 2001 | 22.81 | 24.44 | 24.23 | 25.93 |
| 2002 | 23.74 | 25.02 | 25.04 | 26.16 |
| 2003 | 26.78 | 28.83 | 28.66 | 31.07 |
| 2004 | 33.64 | 38.27 | 38.13 | 41.49 |
| 2005 | 49.35 | 54.52 | 55.69 | 56.59 |
| 2006 | 61.50 | 65.14 | 67.07 | 66.02 |
| 2007 | 68.19 | 72.39 | 74.48 | 72.20 |
| 2008 | 94.34 | 97.26 | 101.43 | 100.06 |
| 2009 | 61.39 | 61.67 | 63.35 | 61.92 |
| 2010 | 78.06 | 79.50 | 81.05 | 79.45 |
| 2011 | 106.18 | 111.26 | 113.65 | 95.04 |
| 2012 | 109.08 | 111.67 | 114.21 | 94.13 |
| 2013 | 105.47 | 108.66 | 111.95 | 97.99 |
| 2014 | 97.07 | 98.95 | 101.35 | 93.28 |
| 2015 | 51.20 | 52.39 | 54.41 | 48.71 |
| 2016 | 41.19 | 43.73 | 44.54 | 43.34 |
| 2017 | 53.13 | 54.19 | 54.31 | 50.79 |

## *Comercialización del petróleo en el mundo.*

| Thousand barrels daily | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | **2017** | Growth rate per annum 2017 | Growth rate per annum 2006-16 | Share 2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Imports | | | | | | | | | | | | | | |
| US | 13632 | 12872 | 11453 | 11689 | 11338 | 10587 | 9859 | 9241 | 9451 | 10056 | **10077** | 0.2% | -3.0% | 14.9% |
| Europe | 14034 | 13885 | 12608 | 12201 | 12272 | 12569 | 12815 | 12855 | 13877 | 13817 | **14060** | 1.8% | 0.2% | 20.8% |
| China | 4172 | 4494 | 5100 | 5886 | 6295 | 6675 | 6978 | 7398 | 8333 | 9214 | **10241** | 11.1% | 9.0% | 15.2% |
| India | 2924 | 3066 | 3491 | 3749 | 3823 | 4168 | 4370 | 4155 | 4380 | 4912 | **4947** | 0.7% | 6.5% | 7.3% |
| Japan | 5032 | 4925 | 4263 | 4567 | 4494 | 4743 | 4637 | 4383 | 4332 | 4180 | **4142** | -0.9% | -2.2% | 6.1% |
| Rest of World | 17598 | 17282 | 17332 | 17143 | 17717 | 17862 | 20085 | 21261 | 22103 | 22617 | **24125** | 6.7% | 3.7% | 35.7% |
| **Total World** | **57392** | **56524** | **54247** | **55234** | **55938** | **56604** | **58744** | **59293** | **62477** | **64795** | **67592** | **4.3%** | **1.7%** | **100.0%** |
| Exports | | | | | | | | | | | | | | |
| US | 1439 | 1967 | 1947 | 2154 | 2495 | 2682 | 3563 | 4033 | 4521 | 4873 | **5540** | 13.7% | 14.0% | 8.2% |
| Canada | 2457 | 2498 | 2518 | 2599 | 2798 | 3056 | 3296 | 3536 | 3836 | 3887 | **4201** | 8.1% | 5.3% | 6.2% |
| Mexico | 1975 | 1609 | 1449 | 1539 | 1487 | 1366 | 1347 | 1293 | 1323 | 1376 | **1279** | -7.1% | -4.1% | 1.9% |
| S. & Cent. America | 3570 | 3616 | 3748 | 3568 | 3755 | 3830 | 3790 | 3939 | 4107 | 4144 | **3993** | -3.6% | 1.2% | 5.9% |
| Europe | 2305 | 2086 | 2074 | 1949 | 2106 | 2193 | 2578 | 2512 | 2968 | 2966 | **3281** | 10.6% | 2.8% | 4.9% |
| Russia | 7827 | 7540 | 7257 | 7397 | 7448 | 7457 | 7948 | 7792 | 8313 | 8354 | **8611** | 3.1% | 2.1% | 12.7% |
| Other CIS | 1538 | 1680 | 1790 | 1944 | 2080 | 1848 | 2102 | 2012 | 2021 | 1847 | **1974** | 6.9% | 3.5% | 2.9% |
| Saudi Arabia | 8101 | 8357 | 7276 | 7595 | 8120 | 8468 | 8365 | 7911 | 7968 | 8515 | **8238** | -3.2% | 0.2% | 12.2% |
| Middle East (ex S. Arabia) | 12198 | 12415 | 11744 | 11976 | 12188 | 11742 | 12242 | 12699 | 13537 | 14950 | **15680** | 4.9% | 1.8% | 23.2% |
| North Africa | 3341 | 3268 | 2943 | 2878 | 1951 | 2602 | 2127 | 1743 | 1701 | 1697 | **2155** | 27.0% | -6.3% | 3.2% |
| West Africa | 4961 | 4712 | 4531 | 4755 | 4759 | 4724 | 4590 | 4849 | 4880 | 4396 | **4470** | 1.7% | -0.9% | 6.6% |
| Asia Pacific (ex Japan) | 6004 | 5392 | 5631 | 6226 | 6088 | 6299 | 6307 | 6450 | 6780 | 7297 | **7641** | 4.7% | 4.8% | 11.3% |
| Rest of World | 1675 | 1385 | 1340 | 653 | 663 | 338 | 491 | 524 | 525 | 494 | **528** | 7.0% | -9.6% | 0.8% |
| **Total World** | **57392** | **56524** | **54247** | **55234** | **55938** | **56604** | **58744** | **59293** | **62477** | **64795** | **67592** | **4.3%** | **1.7%** | **100.0%** |

**Movimientos de petróleo inter-área en 2017.**

| Crude (million tonnes) | To | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| From | US | Canada | Mexico | S. & Cent. America | Europe | Russia | Other CIS | Middle East | Africa | Australasia | China | India | Japan | Singapore | Other Asia Pacific | Total exports |
| US | – | 16.1 | – | 3.9 | 10.8 | – | † | 0.1 | 0.3 | 0.2 | 7.7 | 1.2 | 1.4 | 0.1 | 4.2 | **45.8** |
| Canada | 170.3 | – | † | 0.1 | 2.2 | – | – | † | † | † | 0.6 | 0.1 | – | – | – | **173.3** |
| Mexico | 30.3 | – | – | 1.0 | 10.9 | – | – | 0.1 | – | † | 1.3 | 7.2 | 2.2 | † | 4.2 | **57.3** |
| S. & Cent. America | 68.4 | 0.5 | † | – | 11.0 | † | – | – | 0.1 | – | 57.2 | 24.5 | 2.3 | 0.4 | 4.3 | **168.8** |
| Europe | 3.2 | 2.2 | – | 0.5 | – | † | † | 0.4 | 0.3 | † | 9.9 | 0.5 | 0.1 | 0.3 | 6.2 | **23.6** |
| Russia | 2.4 | 0.3 | – | 3.0 | 170.2 | – | 18.1 | 2.8 | † | 0.7 | 59.8 | 2.8 | 9.0 | 1.4 | 6.7 | **277.2** |
| Other CIS | 0.3 | 1.7 | – | – | 66.4 | 0.6 | – | 5.3 | 0.4 | – | 3.8 | 3.2 | 1.3 | 0.2 | 6.7 | **90.0** |
| Iraq | 30.0 | 0.1 | – | 0.4 | 50.6 | † | – | 4.5 | 1.7 | – | 36.9 | 41.0 | 2.7 | 1.0 | 20.1 | **189.0** |
| Kuwait | 7.2 | – | – | – | 9.9 | – | – | † | 2.8 | 0.1 | 18.2 | 11.2 | 11.5 | 6.5 | 34.2 | **101.6** |
| Saudi Arabia | 47.0 | 5.0 | – | 3.9 | 37.0 | – | – | 13.7 | 8.3 | 0.3 | 52.2 | 34.1 | 63.4 | 10.1 | 82.4 | **357.5** |
| UAE | 1.0 | – | – | † | 0.4 | † | – | † | 0.1 | 5.0 | 10.2 | 16.4 | 37.7 | 14.4 | 40.6 | **125.7** |
| Other Middle East | 0.8 | – | – | † | 39.6 | – | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.2 | 66.5 | 31.6 | 24.1 | 11.1 | 41.1 | **215.4** |
| North Africa | 6.5 | 1.4 | – | 2.1 | 52.8 | – | 0.1 | 1.6 | † | 1.2 | 5.6 | 4.1 | † | 0.8 | 4.9 | **81.2** |
| West Africa | 25.3 | 2.3 | – | 8.2 | 53.0 | † | † | † | 8.3 | 1.9 | 72.3 | 26.4 | 0.8 | 0.5 | 15.1 | **214.2** |
| East & S. Africa | † | – | – | – | 1.2 | † | † | † | † | – | 4.7 | 1.2 | † | † | 0.2 | **7.4** |
| Australasia | 0.1 | † | – | 0.1 | † | – | † | † | † | – | 2.1 | – | 0.4 | 0.8 | 6.5 | **9.9** |
| China | – | – | – | † | – | – | – | † | † | † | – | – | 1.9 | 0.2 | 2.6 | **4.7** |
| India | – | – | – | † | † | – | – | – | † | † | † | – | – | † | † | **†** |
| Japan | – | – | – | – | † | – | – | – | – | † | – | – | – | – | 0.1 | **0.1** |
| Singapore | – | – | – | † | – | – | – | – | † | 1.5 | – | † | – | – | 0.1 | **1.7** |
| Other Asia Pacific | 1.2 | – | – | † | † | – | – | 0.1 | † | 10.4 | 13.3 | 5.5 | 3.5 | 5.9 | – | **39.9** |
| **Total imports** | **394.1** | **29.7** | **†** | **23.1** | **516.0** | **0.6** | **18.3** | **28.6** | **22.7** | **21.5** | **422.1** | **211.1** | **162.5** | **53.7** | **280.2** | **2184.2** |

| Product (million tonnes) | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| From | | | | | | | | | | | | | | | |
| US | – | 24.7 | 38.4 | 80.0 | 25.5 | † | † | 2.1 | 6.5 | 0.8 | 8.2 | 8.4 | 10.5 | 6.9 | 9.1 | **221.0** |
| Canada | 28.8 | – | 0.9 | 0.6 | 2.4 | † | † | † | 0.1 | † | 0.4 | 0.6 | 0.4 | 0.2 | † | **34.5** |
| Mexico | 3.5 | † | – | 0.9 | 0.1 | † | † | † | 0.3 | † | † | † | – | 1.2 | 0.1 | **6.2** |
| S. & Cent. America | 10.6 | 0.1 | 1.1 | – | 3.9 | † | † | 0.3 | 2.0 | 0.2 | 1.3 | 0.1 | 0.2 | 8.6 | 0.4 | **28.8** |
| Europe | 20.9 | 5.3 | 2.3 | 8.5 | – | 0.3 | 2.6 | 17.5 | 42.2 | 0.1 | 5.2 | 0.7 | 0.4 | 20.8 | 7.4 | **134.2** |
| Russia | 16.1 | 0.3 | † | 1.9 | 84.7 | – | 10.7 | 2.4 | 3.4 | † | 2.1 | 0.4 | 2.0 | 12.5 | 9.1 | **145.6** |
| Other CIS | 0.7 | 0.5 | † | 0.1 | 4.5 | 0.5 | – | 0.1 | 0.4 | † | 0.5 | 0.1 | † | 0.1 | 0.6 | **8.0** |
| Iraq | 0.2 | – | † | – | 0.2 | – | – | 0.2 | † | – | – | † | – | 4.0 | 0.5 | **5.1** |
| Kuwait | † | – | – | 0.2 | 2.9 | – | † | 0.1 | 2.7 | † | 1.4 | 1.5 | 3.1 | 2.1 | 9.6 | **23.5** |
| Saudi Arabia | 0.3 | † | – | 0.3 | 12.3 | † | 0.1 | 1.4 | 9.5 | † | 2.8 | 8.1 | 2.5 | 4.8 | 8.7 | **50.7** |
| UAE | 0.6 | † | 0.1 | 0.2 | 6.5 | † | † | 2.1 | 7.7 | 0.1 | 8.9 | 5.4 | 4.8 | 4.3 | 25.0 | **65.8** |
| Other Middle East | 0.4 | † | † | 0.1 | 7.0 | † | 0.1 | 6.8 | 3.9 | 0.1 | 4.2 | 4.4 | 5.1 | 2.7 | 14.1 | **48.9** |
| North Africa | 6.4 | † | † | 3.7 | 10.7 | † | † | 0.5 | 0.5 | † | 0.6 | 0.2 | 0.6 | 0.2 | 1.7 | **25.1** |
| West Africa | 2.0 | † | † | 0.7 | 2.0 | † | † | † | 0.3 | 0.4 | 1.7 | † | † | 0.1 | 0.8 | **8.1** |
| East & S. Africa | † | † | † | 0.1 | 0.3 | † | † | 0.8 | 0.6 | † | † | † | † | 0.1 | 0.2 | **2.2** |
| Australasia | – | † | † | † | † | † | † | † | 0.1 | – | 0.4 | 0.1 | 0.7 | 0.5 | 0.8 | **2.6** |
| China | 1.0 | 0.3 | † | 3.7 | 2.5 | 0.3 | † | 1.2 | 1.5 | 2.4 | – | 1.0 | 0.6 | 8.9 | 24.6 | **48.0** |
| India | 4.0 | † | – | 0.2 | 6.7 | † | 0.1 | 10.5 | 8.3 | 1.6 | 0.9 | – | 2.5 | 8.7 | 12.7 | **56.2** |
| Japan | 1.2 | † | 0.3 | 0.6 | † | † | † | † | † | 4.1 | 2.3 | † | – | 3.0 | 4.1 | **15.9** |
| Singapore | 0.9 | 0.1 | 0.4 | 0.4 | 1.3 | † | † | 0.9 | 2.6 | 9.0 | 11.5 | 0.8 | 1.0 | – | 66.9 | **95.9** |
| Other Asia Pacific | 5.8 | † | 0.3 | 0.5 | 3.3 | 0.1 | † | 1.4 | 4.4 | 12.6 | 31.9 | 1.9 | 7.7 | 39.0 | – | **108.9** |
| **Total imports** | **103.5** | **31.2** | **43.9** | **102.9** | **176.9** | **1.2** | **13.7** | **48.5** | **96.8** | **31.2** | **84.4** | **33.9** | **42.1** | **128.5** | **196.6** | **1135.1** |

*Principales movimientos comerciales de petróleo 2017.*

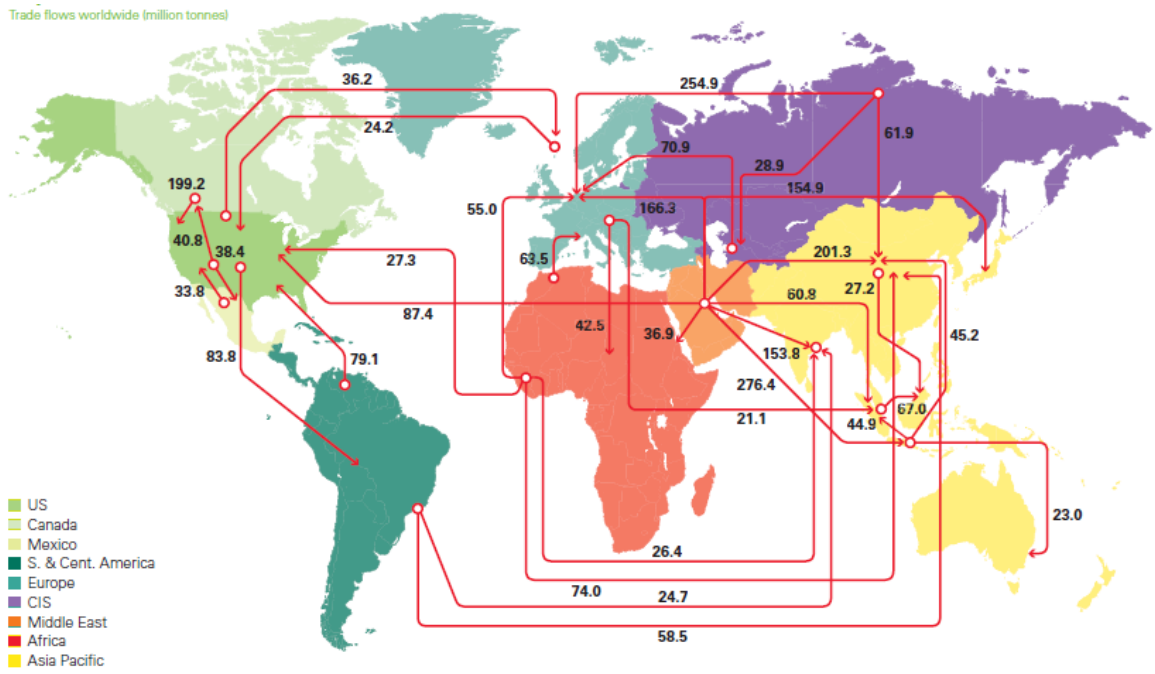



Figura 53. Flujo de petróleo en millones de toneladas.

# Industrialización

## Industrialización del gas

Cuando se extrae gas natural, la expansión, en la cabeza de pozo por ejemplo, genera frío y provoca de esta manera la condensación de hidrocarburos C5 a C8, que se encontraban gaseosos en las condiciones del reservorio.

Los líquidos recuperados, llamados "condensados" de gas natural, corresponden a un petróleo extremadamente liviano, de muy alto valor (dando gasolina y nafta)

El resto (hidrocarburos C1 a C4, CO2, H2S y He) está gaseoso a temperatura ambiente y es transportado por gasoducto hacia una refinería de tratamiento del gas. Por lo tanto, dos redes colectoras son necesarias: una para el gas y otra para los condensados.

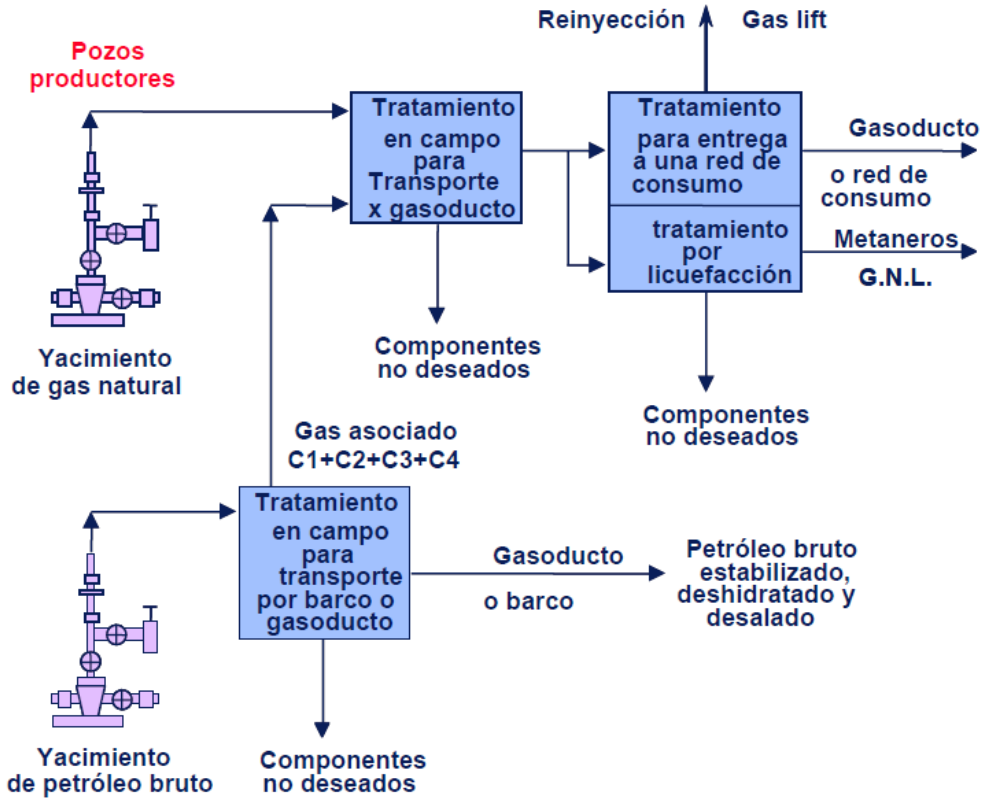



Figura 54 Operaciones de tratamiento simplificadas.

### *Composición del gas natural*

Cada gas natural, aún si está principalmente constituido de metano, tiene una composición que varía de un yacimiento a otro. El siguiente cuadro representa las diferentes composiciones de efluentes de gases naturales.

| Composición (% volumen) | Lacq Profond | Parentis | Groningue | Sans Salvo Cupelio Reserva 2 | Frigg | Hassi R'Mel |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $N_2$ | 1.50 | - | 0.01 | 21.62 | 0.40 | 5.84 |
| He | - | - | - | - | - | 0.19 |
| $H_2S$ | 15.30 | - | - | 0.06 | - | - |
| $CO_2$ | 9.30 | - | 0.89 | 8.40 | 0.30 | 0.21 |
| $C_1$ | 69.00 | 73.60 | 81.30 | 60.18 | 95.59 | 83.72 |
| $C_2$ | 3.00 | 10.20 | 2.85 | 5.49 | 3.60 | 6.76 |
| $C_3$ | 0.90 | 7.60 | 0.37 | 2.78 | 0.04 | 2.09 |
| $C_4$ | 0.50 | 5.00 | 0.14 | 0.94 | 0.01 | 0.82 |
| $C_5$ | 0.20 | 1.70 | 0.04 | 0.33 | - | 0.22 |
| $C_{6+}$ | 0.30 | 1.90 | 0.05 | 0.20 | 0.06 | 0.15 |

Figura 55. Ejemplos de composición de gasese naturales.

Como acabamos de ver, los yacimientos de gas natural pueden tener una composición bastante diferente. Por esta razón, se clasifican en diferentes categorías según su composición: gas seco, gas húmedo o gas con condensados.

El esquema a continuación representa los riesgos de la llegada de líquido a los diferentes tipos de yacimientos de gas.

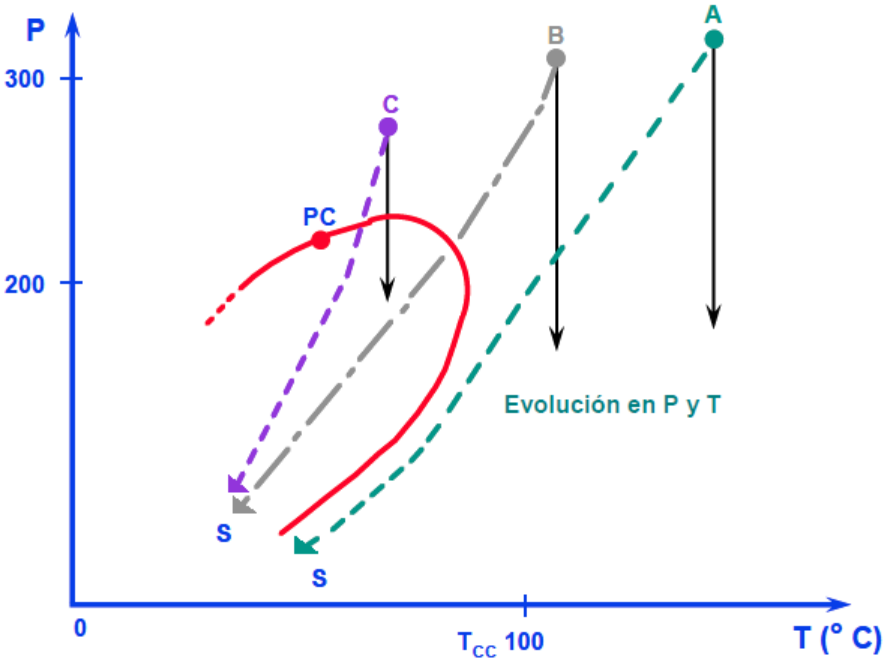



Figura 56. Caracterización de yacimientos de gas.

A: Gas seco (nunca líquidos)

B: Gas húmedo (líquidos en superficie)

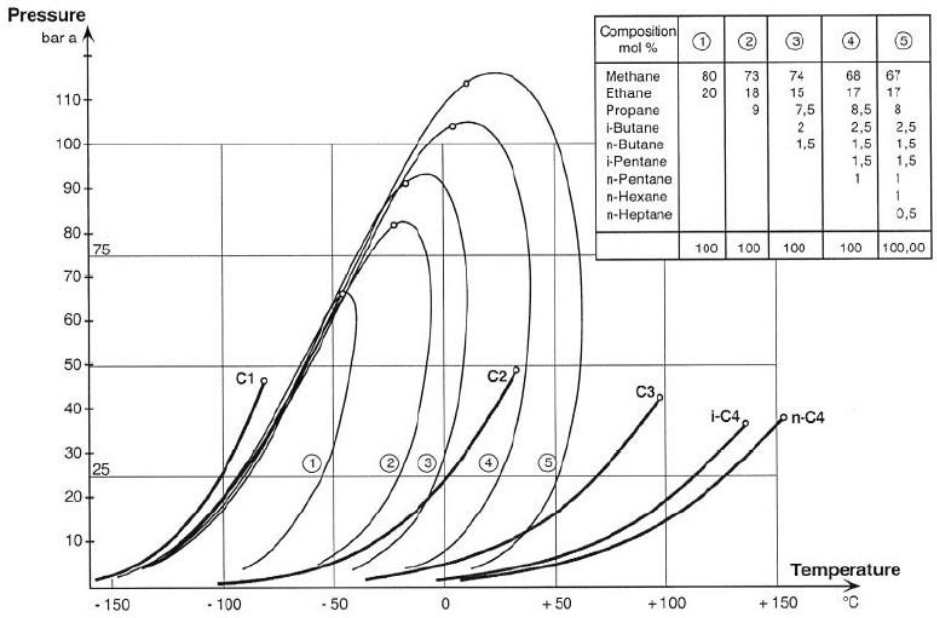
C: Gas con condensados (puede depositar líquidos en el reservorio)

## *Incidencia de los componentes de un gas en su comportamiento*

La composición del gas tiene un impacto importante sobre su comportamiento y sobre la forma de su diagrama de fases, en una representación presión-temperatura. El gráfico que se muestra más abajo (ejemplo de forma de diagrama de un gas en función de su composición) evidencia esta influencia.

El diagrama de fases será más voluminoso (y el circondenbar es más elevado) cuando el índice de volatilidad de los hidrocarburos que compone la mezcla sea más amplia.

Estas escalas aumentan con la cantidad de carbono contenido en el componente más pesado.




| Composition mol % | ① | ② | ③ | ④ | ⑤ |
|---|---|---|---|---|---|
| Methane | 80 | 73 | 74 | 68 | 67 |
| Ethane | 20 | 18 | 15 | 17 | 17 |
| Propane | | 9 | 7,5 | 8,5 | 8 |
| i-Butane | | | 2 | 2,5 | 2,5 |
| n-Butane | | | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| i-Pentane | | | | 1,5 | 1,5 |
| n-Pentane | | | | 1 | 1 |
| n-Hexane | | | | | 1 |
| n-Heptane | | | | | 0,5 |
| | 100 | 100 | 100 | 100 | 100,00 |

Figura 57. Ejemplo de un gas y su composición en % molar.

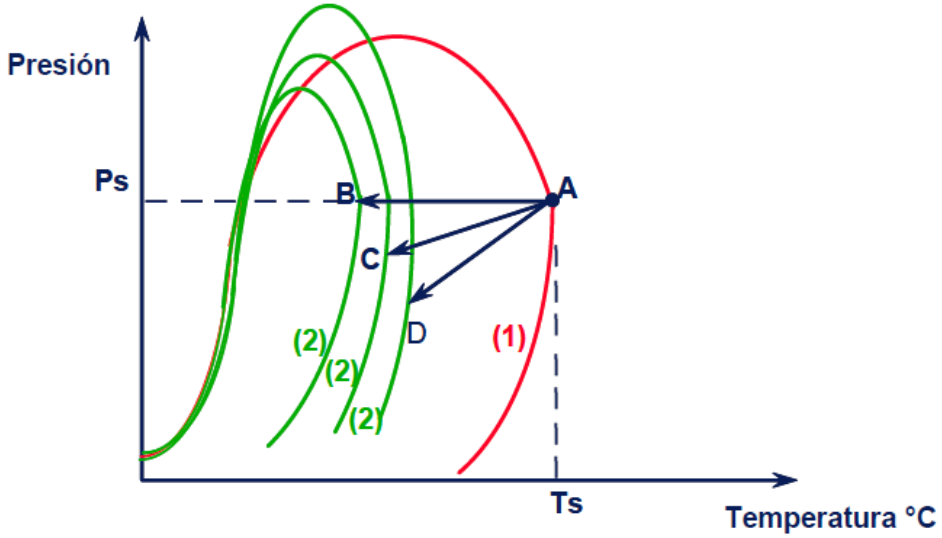
## Métodos de extracción de los condensados

La extracción de las cadenas de carbono de 5 o más, se efectúan principalmente enfriando el gas. Esta refrigeración permite condensar los hidrocarburos más pesados con un índice de recuperación que depende básicamente de la caída de temperatura alcanzada.

Los procesos de extracción de los condensados utilizados son:

- La refrigeración por expansión isentálpica (válvula de laminación)
- La refrigeración por expansión politrópica (turbina de expansión)
- La refrigeración por máquina frigorífica (refrigeración por ciclo mecánico exterior).

Representación del efecto producido por los diferentes procesos de extracción de los condensados por refrigeración, en el diagrama de fases del gas natural, en la salida de la separación primaria.




AB: Tratamiento por refrigeración externa.

AC: Tratamiento por turbina de expansión.

AD: Tratamiento por válvula de laminación.

Figura 58. Representación del efecto de los diferentes procesos de desgasolinado por refrigeración en el diagrama de fases del gas natural salida separación primaria.

### *Refrigeración por laminación isentálpica (Válvula de laminación)*

La expansión de un gas a alta presión a través de una válvula permite enfriar el gas por efecto Joule-Thomson (aproximadamente 0.5 °C por bar)

Este proceso simple debe efectuarse con una inyección de DEG o MEG corriente arriba de la válvula, si una etapa de deshidratación no fue prevista, para impedir la formación de hidratos. A modo de información, el MeOH suele evitarse ya que hay mucha pérdida en el gas.

Los condesados (principalemnte los C5+) se recuperan con un índice bajo en un separador frío LTS (low temperatura separator).

Según sea necesario, el gas puede entonces ser recomprimido (esto dependerá de la presión de partida y de la de descarga).

El gas que sale de la separación primaria es:

- Enfriado previamente mediante un intercambiador de gas de separación (rico) / gas pobre
- Enfriado por expansión isentálpica en las válvulas JT donde una parte de los HC se condensan, y luego se recuperan en forma líquida en el separador frío. Su presión de vapor puede estabilizarse después en una columna de estabilización.
- El gas pobre frío que sale del separador frío, es recalentado al pasar por el intercambiador gas de separación rico/ gas pobre, en que se recuperan las calorías del gas rico.

Este gas puede sufrir posteriormente otras operaciones, en función del uso al que esté destinado, como por ejemplo el fraccionamiento para extraer los LGP, y luego la recompresión de los C2 y C1. También el transporte por gasoductos al extremo de los cuales el gas podrá ser licuado en LNG, o distribuido en una red de gas natural (GN).

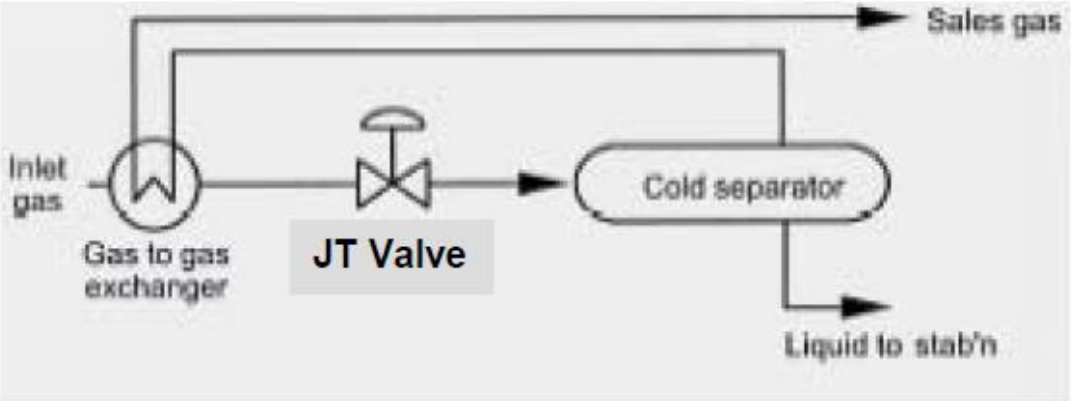
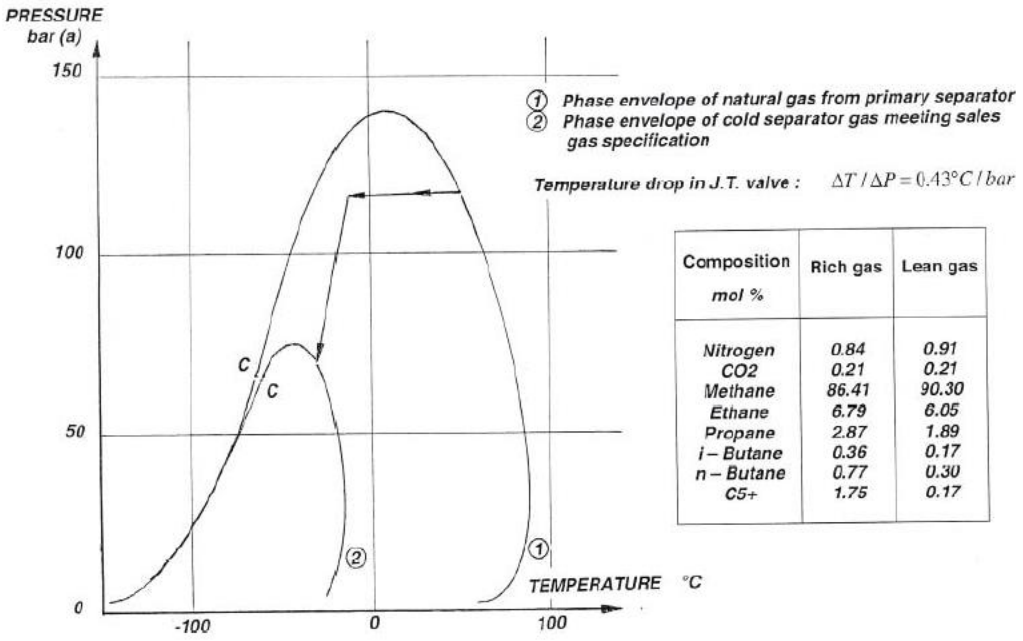



Figura 59. Esquema funcional de extracción los condensados del GN por expansión isentálpica mediante una válvula Joule Thomson.

El diagrama de fases a continuación, para la recuperación de los condensados con una válvula Joule Thomson, muestra el diagrama de fases del gas rioc natural la dejar el separador primario del fabricante que trata el gas, respectivamente de Alwyn (Reino Unido) y Heimdal (Noruega). (El separador primario es el primer separador corriente debajo de la cabeza de pozo.)




| Composition mol % | Rich gas | Lean gas |
|---|---|---|
| Nitrogen | 0.84 | 0.91 |
| CO2 | 0.21 | 0.21 |
| Methane | 86.41 | 90.30 |
| Ethane | 6.79 | 6.05 |
| Propane | 2.87 | 1.89 |
| i – Butane | 0.36 | 0.17 |
| n – Butane | 0.77 | 0.30 |
| C5+ | 1.75 | 0.17 |

Figura 60. Diagrama de fases para la recuperación de los condensados con una válvula Joule Thomson.

## *Refrigeración por expansión de politrópica (turbina de expansión)*

Este proceso consiste básicamente en la utilización de una turbina de expansión (expansor) a tráves de la cual el gas se expande y se enfría.

El trabajo suministrado por la energía del gas se recupera en el árbol de la turbina que está acoplado a un compresor.

Igual que con una válvula JT, la expansión de una turbina permite hacer caer más rápidamente la temperaura (1°C/bar).

La utilización de una turbina de expansión obliga a deshidratar el gas corriente arriba (tamices oleculares o absorción con TEG)

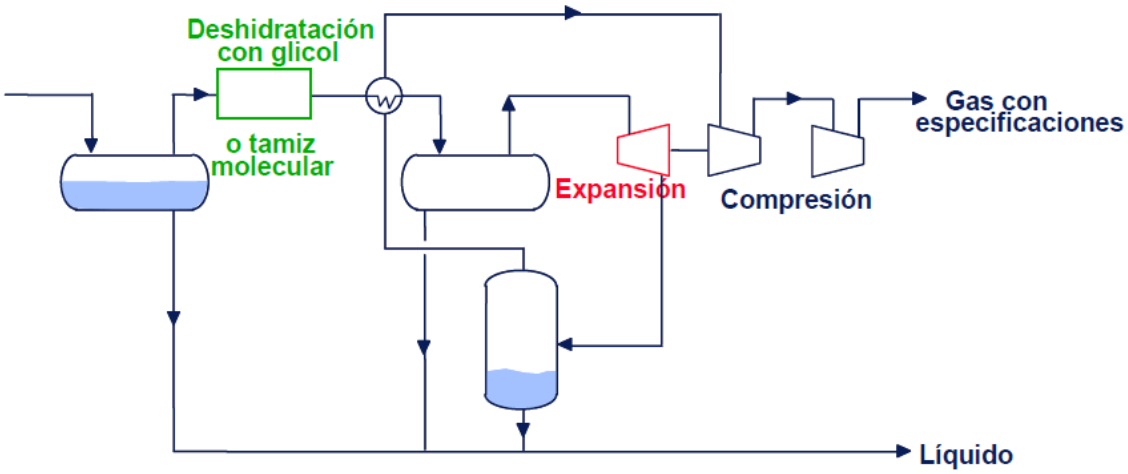



Figura 61. Esquema funcional de una expansión politrópica (turbina de expansión)

### *Proceso de extracción de los condensados por absorción*

En el proceso de absorción de producto pobre, « el producto pobre » tipo querosén (mezcla de nonano, decano y más pesado) se utiliza para recuperar butano y una parte del propano presente en el gas rico.

Habitualmente, el gas que entra se enfría en un intercambiador térmico, donde circula en sentido contrario al gas que sale, proveniente de la columna de absorción.

Un enfriador está ubicado luego, antes de la entrada del absorbente, para finalizar el enfriamiento del gas.

La absorción tiene lugar en una columna de absorción. “El producto pobre” y el “gas rico” entran en contacto gracias a platillos o a protectores.

El gas alimenta la columna por su parte inferior y la abandona por la superior. Por el contrario, “el producto pobre” de absorción llega por lo alto de la columna y circula con un caudal débil hacia la parte baja, sobre platillos o protectores, según el tipo de interior de la columna. Al descender en sentido contrario al de los gases en una columna de absorción, el gas es absorbido por el producto líquido y recupera las fracciones volátiles.

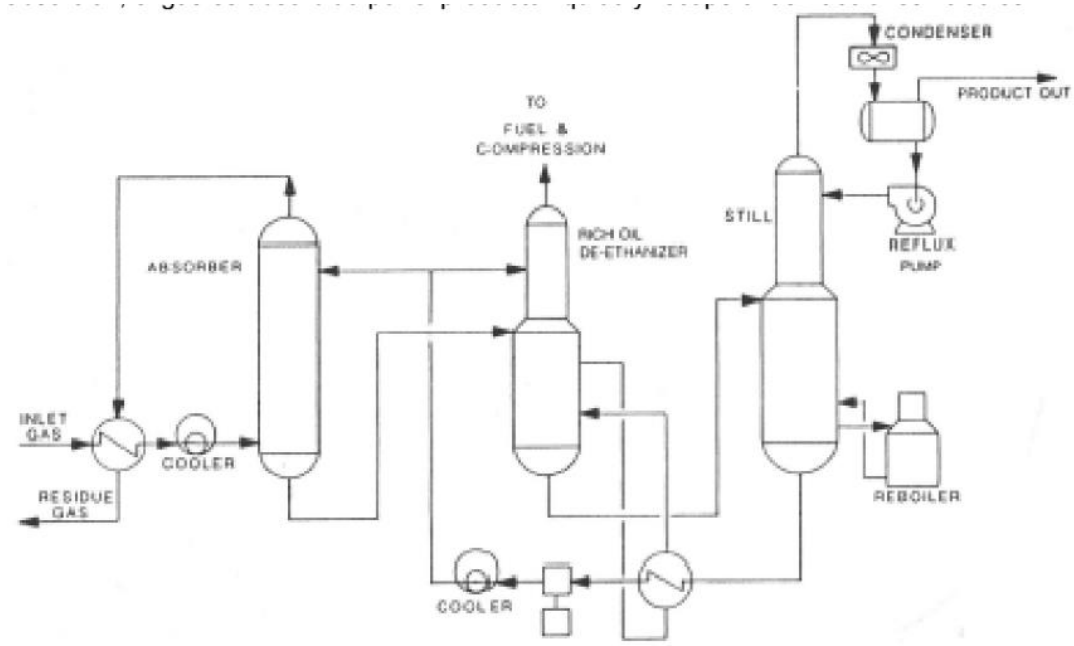



Figura 62. Unidad de absorción de los condensados pesados.

“El producto pobre” de absorción, ahora rico en hidrocarburos livianos, abandona la columna por la parte inferior, y alimenta elde-ethanizer para eliminar los componentes livianos como el metano o el etano.

En la mayoría de las instalaciones petroleras, el detanizador de producto rico (ROD en inglés: Rich Oil De-ethanizer ) recupera el metano y el etano simultáneamente, ya que el « producto pobre » recupera muy poco etano.

Si sólo el metano es expulsado por la unidad ROD, entonces podría ser necesario instalar una columna detanizador corriente abajo para hacer etano, evitando así la contaminación de los otros productos fabricados por la refinería (contaminación provocada por el aumento de la presión de vapor de los otros productos líquidos).

El ROD se parece a una torre de estabilización fría de producto rico. Se agrega calor en el fondo de la columna para asegurarse la expulsión de casi todo el metano (y muy probablemente de etano) del producto de fondo intercambiando el calor con el producto pobre caliente que proviene de la columna “still”.

Un caudal de producto pobre frío, inyectado en el tope de la columna ROD, se ocupa del reflujo.

El gas que sale en el tope de esta columna se utiliza como combustible para la refinería.

La cantidad de componentes intermedios “flasheados” con el gas puede ser controlada ajustando el índice de reflujo.

El producto de absorción es enviado entonces hacia la columna STILL, donde se calienta a una temperatura bastante alta para asegurar así la evacuación del propano, del butano, de los pentanos y de los demás líquidos de gas natural por el tope de esta columna.

Esta columna es similar a una columna de estabilización de bruto con reflujo.

Cuanto más se aproxima la temperatura de fondo a la temperatura de recalentado del producto pobre, más puro será el producto pobre que recirculará hacia el absorbente, y por lo tanto mejor será absorbido.

El control de temperatura permite reducir al máximo las pérdidas de producto pobre hacia el tope de la columna.

De esta manera, el producto pobre finaliza un ciclo a través del cual recuperó sucesivamente los componentes livianos e intermedios del gas antes de regenerarse.

## Ventajas y desventajas de los diferentes procesos

### Ventajas del proceso con válvula JT

- Proceso simple (sin máquina rotativa),
- Insensible a las variaciones de caudal del gas a tratar,
- Poca inversión,
- Permite deshidratar el gas simultáneamente.

### Desventajas del proceso con válvula JT

- Reducido índice de recuperación de líquido (limitado principalmente a los C5+),
- Sensible a las variaciones de presión del gas a tratar (el índice de recuperación depende de ello),
- Necesita una presión elevada corriente arriba,
- Necesita una inyección de inhibidor para evitar la formación de hidratos,
- La presión del gas baja considerablemente.

### Utilización

Preferentemente adaptado a las explotaciones donde el gas no es comercializado, lo cual es cada vez es menos frecuente.

En caso de ser comercializado, el costo de una instalación de recompresión (generalmente necesaria, ya que la presión de yacimiento no es lo suficientemente fuerte) hará que se prefieran otras soluciones.

Consumo interno: realización del punto de rocío H.C., para las turbinas de gas.

Se utiliza paralelamente con los turbo-expanders (para arranque y auxilio « mejor que nada »).

### Ventajas de la expansión isentrópica

- Proceso adaptado a la recuperación de etano,
- El rendimiento de una expansión isentrópica es muy bueno,
- Proceso bien adaptado para la recuperación adicional de etano de un gas previamente tratado mediante ciclo mecánico exterior.

### Desventajas de la expansión isentrópica

- La utilización de una turbina de expansión obliga a deshidratar perfectamente el gas previamente, con una unidad de glicol o tamiz molecular,
- Proceso altamente dependiente de lapresión del gas a tratar,

- ✓ Hace falta una presión corriente arriba lo suficientemente elevada
- ✓ La máquina es muy sensible a las variaciones de la presión corriente arriba (problema en caso de depleción, etc.)
- Necesita poseer un ajuste de frigorías por ciclo mecánico exterior, para índices de recuperación de etano elevados,
- Sensibilidad a las variaciones de masa molar del gas a tratar,
- Costoso

Utilización

Búsqueda de muy bajos puntos de rocío hidrocarburo y/o recuperación de etano.

Ventajas de la refrigeración externa

- Proceso que permite la recuperación de LPG con un buen índice de recuperación,
- Proceso independiente del gas a tratar (conserva la presión del gas),
- Utiliza fluidos frigoríficos puros de los cuales se conoce perfectamente el comportamiento termodinámico,
- Proceso que puede adaptarse corriente arriba o corriente abajo de cualquier sistema de refrigeración, sin perturbar su funcionamiento,
- Proceso que puede realizar simultáneamente el desgasolinado y la deshidratación del gas.

Desventajas de la refrigeración externa

- Proceso poco adaptado para la recuperación de etano, en el caso de fluidos frigoríficos puros,
- Límite de práctica de refrigeración : alrededor de - 40°C,
- Proceso oneroso dada la complejidad de los equipos,
- Proceso poco adaptado para el desgasolinado o a la extracción de los LPG en gases a alta presión (> 80 b).

El esquema en bloque siguiente muestra claramente dónde se sitúa la sección de extracción principal de los condensados (Gasolina en el esquema) y el complemento que puede salir de la sección fraccionamiento, cuando ésta existe.

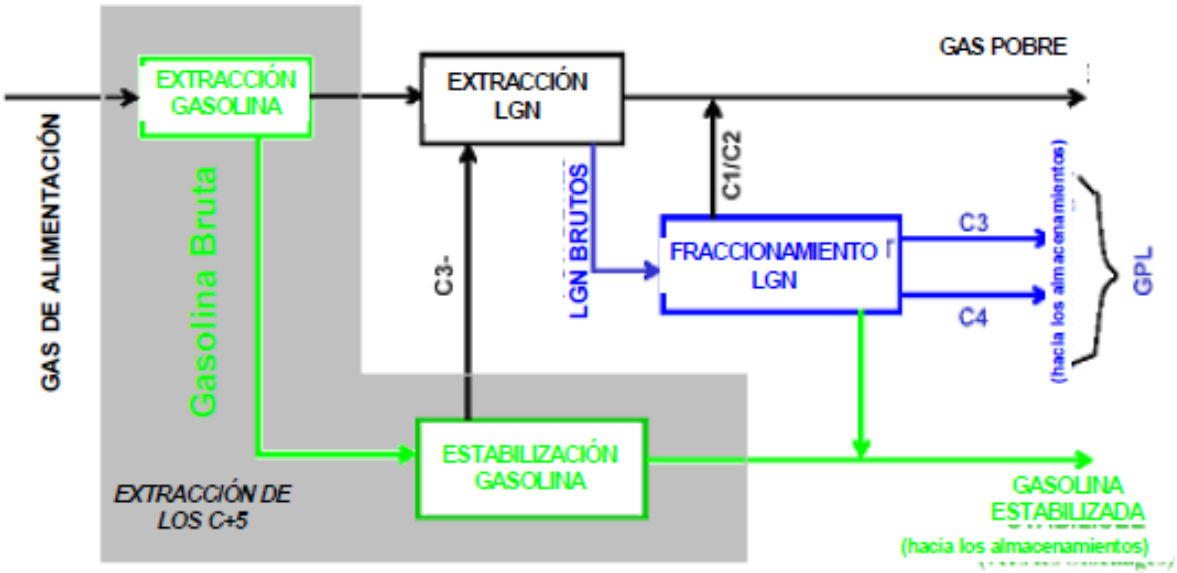



Figura 63. Conjunto productor de gasolina y GLP a partir de gas natural.

## Industrialización del petróleo

Para obtener cortes de componentes utilizables en varias aplicaciones (ej: corte de Gasoil) o componentes individuales (ej: separación de Propano y Butano), desde el inicio del desarrollo de la industria « Oil & Gas », ha sido necesario valerse de un procedimiento distinto a los demás en los cuales bastaba con separar las distintas fases líquidas y gaseosas en condiciones P & T fijadas.

Dicho procedimiento se llama destilación y su derivado, fraccionamiento. En la primera se destila por categorías llamadas «cortes» (Ej: el corte de Gasoil, el corte de kerosén, el de Naftas).

En el segundo se fracciona (Ej: los Gasoil Pesados y los Gasoil Livianos, las Naftas Pesadas y las Naftas Livianas).

Evidentemente las dos operaciones se efectúan en distintas columnas en sucesión, a partir de una primera columna global llamada Destilación Atmosférica (porque se efectúa generalmente a presiones inferiores a 3 Bar). Generalmente se utiliza el término angloamericano "Topping", más conocido.

### *Descripción del proceso de destilación*

La temperatura en una columna de destilación disminuye progresivamente de abajo hacia arriba.
El esquema 'Conjunto de una destilación de crudo' permite a continuación seguir esta descripción, representa una columna de Topping clásica con las distintas zonas de cortes A, B, C, D & E de abajo hacia arriba, operados durante la destilación.
El crudo circula generalmente en este tipo de columna durante el tratamiento inicial en la refinería.

El calor necesario para la carga de petróleo crudo es asegurado por una serie de intercambiadores térmicos y por un horno.
El crudo calentado se alimenta en una zona de flash. El petróleo crudo penetra en la columna en estado de fuerte ebullición y de evaporación.

Para manejar esta turbulencia, el espacio entre el plato de carga y el plato inmediato superior debe ser más amplio que el que existe entre los demás platos de la columna.
Todos los componentes livianos restantes se extraen por el vapor que se alimenta en el fondo de la columna.

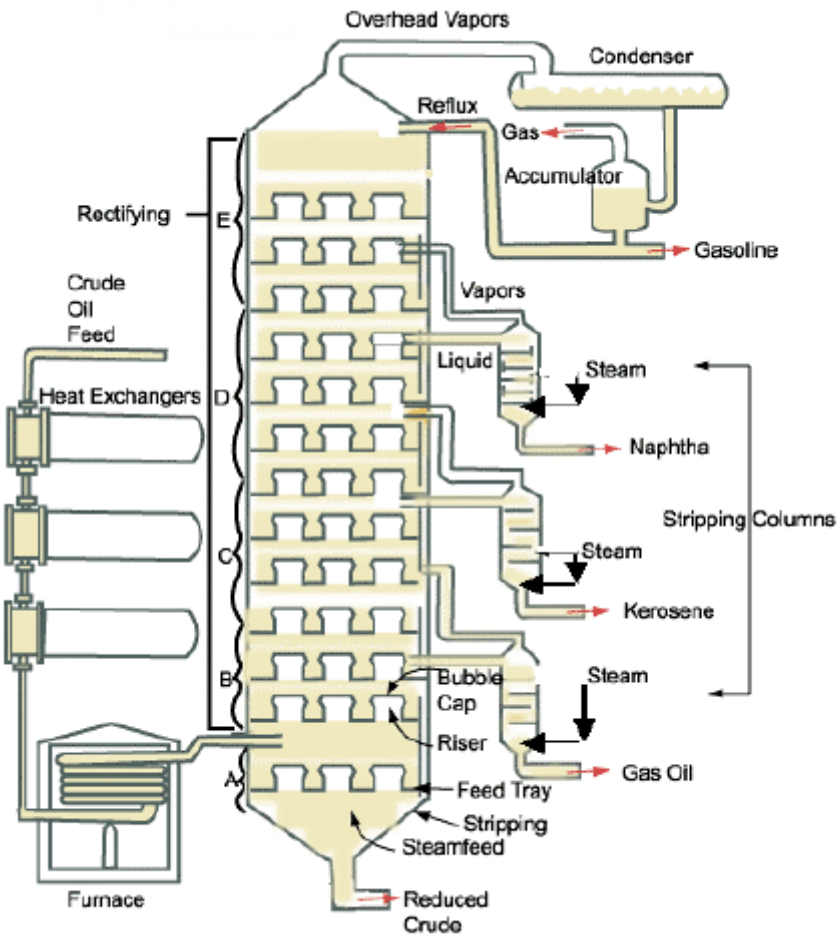


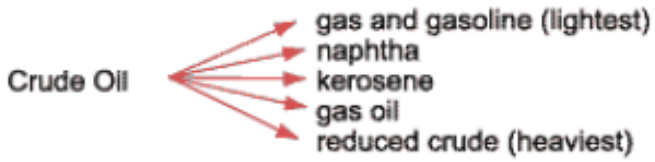

Figura 64. Conjunto de una destilación de crudo.

La temperatura del crudo que ingresa en la columna es generalmente suficiente para permitir la vaporización o la dispersión de la mayoría de los componentes livianos.
La parte de la columna en la cual los componentes livianos son extraídos del líquido se llama « sección de stripping ».
El líquido dirigido al fondo de la columna se evacua en forma de crudo reducido.
En la mayoría de las columnas de destilación, los platos están numerados de abajo hacia arriba.

Los vapores generados en el fondo de la columna entran en contacto con el líquido en el primer plato de la sección B, son luego enfriados y algunos hidrocarburos más pesados contenidos en los vapores se condensan.
Paralelamente, el líquido absorbe el calor desprendido por los vapores, como consecuencia, la vaporización de algunas de las fracciones livianas contenidas en el líquido.
Los vapores desarrollados en el primer plato de la sección B remontan por las columnas y pasan por las válvulas de retención de líquido hacia el segundo plato de la sección B.
El líquido del segundo plato presenta una temperatura ligeramente inferior a la del líquido del primer plato.
Durante el borboteo ascendente de los vapores en el líquido del segundo plato, los hidrocarburos más pesados contenidos en el vapor tienden a condensarse.
Las fracciones más livianas contenidas en el líquido absorben el calor y se vaporizan.
La temperatura más elevada se sitúa en el fondo de la columna y la más baja en cabeza de columna.
La operación de una columna de destilación depende del proceso constante de vaporización y de condensación.
A medida que el ciclo vaporización y condensación se reitera, una fracción diferente se separa progresivamente en cada plato.
La temperatura del plato determina la composición de cada fracción a una presión determinada.
La fracción más liviana se encuentra en el plato de cabeza y la más pesada en el plato de fondo.
A medida que se remonta la columna de destilación, los productos se alivianan cada vez más ya que la temperatura del plato disminuye hasta el último plato de la cabeza de columna.
Los vapores condensados se vierten hacia el plato inferior mientras que los vapores no condensados ascienden hacia el plato siguiente de la sección B.
El líquido y los vapores en cabeza de la sección B casi no contienen la fracción más pesada, es decir crudo reducido.
Una parte del líquido en el plato en cabeza de la sección B es extraída en una columna aparte, llamada columna de stripping.

## *Fraccionamiento*

La mayoría de las mezclas sometidas al proceso de separación en la industria petrolera son mezclas de multicomponentes y precisan divisiones suplementarias de más de dos corrientes de producto.




Si una mezcla de multicomponentes se vaporiza parcialmente, las fracciones más livianas tienden a concentrarse en el vapor y las más pesadas tienden a concentrarse en el líquido.
Un petróleo crudo clásico contiene numerosas fracciones. Si el petróleo crudo como el ilustrado abajo es fraccionado, el crudo reducido constituye el producto de fondo. Los productos de cabeza son el gas y la gasolina.

Para separar una mezcla de multicomponentes, la columna de destilación ilustrada en la figura "Esquema de funcionamiento de una sección de columna" (párrafo precedente) debe ser modificada. Sólo permite en realidad la extracción de dos fracciones de productos. Para separar un petróleo crudo clásico, la columna debe ser modificada y permitir la extracción de varias fracciones. Todas las fracciones situadas entre las fracciones más livianas y más pesadas son extraídas de la columna hacia otras columnas de «stripping». Cada columna de «stripping» extrae las fracciones más livianas del líquido. El líquido (compuesto por la fracción más liviana) es extraído de cada columna de «stripping» en forma de producto.

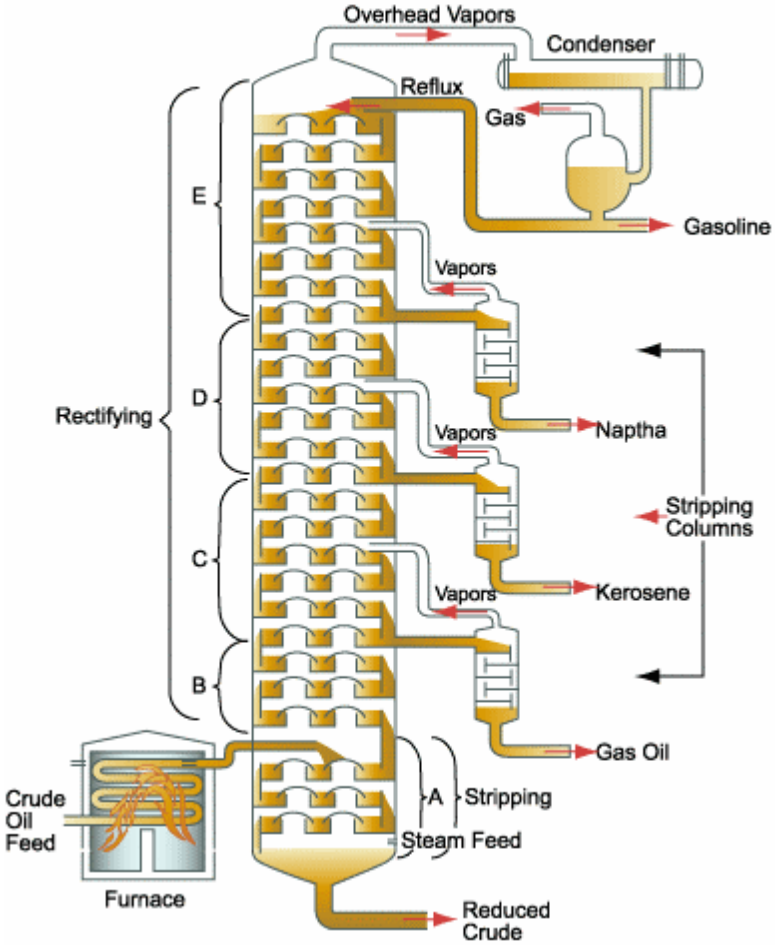



Figura 65. Esquema de un conjunto de destilación de crudo y fraccionamiento de las secciones.

Todos los vapores que salen de las columnas de «stripping» son reenviados hacia la columna de fraccionamiento (ya especificada).
La columna de fraccionamiento comprende una sección de «stripping» situada bajo la carga y una sección de rectificación situada arriba de la carga. La carga es calentada por medio de un horno de calentamiento.
La vaporización en la columna situada debajo del punto de alimentación es provista por un vapor alimentado en el fondo de la columna.

Figura 66: Foto mostrando lo que ocurre en un plato.

El calor necesario para la vaporización en la parte de arriba de la carga es provisto por una carga caliente que penetra en la columna desde un horno de calentamiento.
Cada plato instalado en la columna de fraccionamiento contiene un líquido que ingresa en ebullición a una cierta temperatura. El líquido en ebullición mantiene la temperatura en cada plato.

El producto de fondo extraído corresponde a un crudo reducido.
Los vapores en ascenso se mezclan con el líquido en ebullición en el primer plato de la Sección B y los hidrocarburos más pesados tienden a condensarse.
Los vapores desarrollados en el primer plato de la Sección B ascienden por las columnas de ascenso y las válvulas de retención en el líquido en el segundo plato de la Sección B.
El líquido del segundo plato entra también en ebullición a una cierta temperatura, apenas inferior a la de la temperatura del primer plato.
Cuando los vapores borbotean en el líquido en ebullición en el segundo plato, los hidrocarburos más pesados tienden a condensarse. Los vapores condensados descienden hacia el plato inferior; los vapores no condensados ascienden hacia el plato siguiente de la Sección B.
El líquido y los vapores en cabeza de la Sección B no contienen prácticamente la fracción más pesada, es decir crudo reducido. La parte del líquido del plato en cabeza de la Sección B es extraída hacia otra columna, llamada columna de «stripping».

La columna de «stripping» extrae los vapores livianos de la mezcla y genera como producto gasoil.
Los vapores que salen del líquido extraído de la Sección B son reintroducidos en la columna de fraccionamiento a nivel de la Sección C y son realimentados en la columna a nivel de un punto más elevado que el punto al cual el líquido ha sido extraído.
Le mezcla que penetra en una columna de «stripping» está en estado líquido. Los vapores que salen de la Sección B ascienden directamente a la Sección C. En cabeza de la Sección C, una porción de líquido es extraída hacia otra columna de «stripping» en la cual los vapores más livianos son extraídos del kerosén.
Los vapores continúan su ascenso y los vapores condensados continúan su descenso.
A nivel de la Sección D, otra columna de «stripping» extrae una parte del líquido y genera como producto Nafta.
Los Vapores que se realimentan en la columna se asocian con los vapores provenientes de la Sección E y ascienden en cabeza de columna, donde el gas y la gasolina son extraídos en forma de destilado de cabeza. Los vapores de cabeza pasan al condensador que condensa la gasolina.
Una parte del líquido condensado a partir de estos vapores es reenviada hacia la columna en forma de control de caudal de reflujo. El reflujo es bombeado en dirección del último plato superior de la columna. Ese líquido enfriado evacua el calor de los vapores en ascenso.
El reflujo condensa las fracciones más pesadas en el último plato superior, así fluyen por el conducto de agua en el plato inferior. A nivel de cada plato, el reflujo es provisto por el líquido enfriado proveniente del plato superior.
La operación realizada en la columna de fraccionamiento es un proceso en dos etapas y en las dos direcciones. Una corriente de vapor asciende y una corriente líquida desciende.
El destilado de cabeza condensado reenviado a la parte superior de la columna se llama reflujo.
El líquido que desciende hacia los platos inferiores también se llama reflujo. Al descender el reflujo y al ascender el vapor hacia cada plato controlan la temperatura del líquido en el plato en cuestión.

Según la temperatura de cada plato, una parte del líquido se vaporiza y una parte de los vapores se condensa. La actividad de una columna de fraccionamiento resulta del proceso constante de vaporización y de condensación.
Dicho proceso vaporización/condensación se mantiene constantemente en la columna de fraccionamiento gracias a la diferencia de temperatura entre el reflujo descendente y los vapores ascendentes.

El cuadro siguiente nos describe aproximadamente el número de átomos de carbono que contienen las diferentes fracciones antes mencionadas.

Mezcla de hidrocarburos obtenidos de la destilación fraccionada del petróleo

| *fracción* | *núm. de átomos de C por molécula* |
|---|---|
| gas incondensable | $C_1 - C_2$ |
| gas licuado (LP) | $C_3 - C_4$ |
| gasolina | $C_5 - C_9$ |
| kerosina | $C_{10} - C_{14}$ |
| gasóleo | $C_{15} - C_{23}$ |
| lubricantes y parafinas | $C_{20} - C_{35}$ |
| combustóleo pesado | $C_{25} - C_{35}$ |
| asfaltos | $> C_{39}$ |

En este cuadro incluimos los gases incondensables y el gas licuado (LP) porque éstos se encuentran disueltos en el crudo que entra a la destilación primaria, a pesar de que se suele eliminarlos al máximo en las torres de despunte que se encuentran antes de precalentar el crudo de fraccionadores.

De los gases incondensables el metano es el hidrocarburo más ligero, pues contiene sólo un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno. El que sigue es el etano, que está compuesto por dos de carbono y seis de hidrógeno.

El primero es el principal componente del gas natural. Se suele vender como combustible en las ciudades, en donde se cuenta con una red de tuberías especiales para su distribución. Este combustible contiene cantidades significativas de etano.

El gas LP es el combustible que se distribuye en cilindros y tanques estacionarios para casas y edificios. Este gas está formado por hidrocarburos de tres y cuatro átomos de carbono denominados propano y butano respectivamente.

La siguiente fracción está constituida por la gasolina virgen, que se compone de hidrocarburos de cuatro a nueve átomos de carbono, la mayoría de cuyas moléculas están distribuidas en forma lineal, mientras que otras forman ciclos de cinco y seis átomos de carbono. A este tipo de compuestos se les llama parafínicos y cicloparafínicos respectivamente.

Esta gasolina, tal cual, no sirve para ser usada en los automóviles.

La fracción que contiene de 10 a 14 átomos de carbono tiene una temperatura de ebullición de 174 a 288 °C, que corresponde a la fracción denominada kerosina, de la cual se extrae el combustible de los aviones de turbina llamado turbosina.

La última fracción que se destila de la torre primaria es el gasóleo, que tiene un intervalo de ebullición de 250 a 310 °C y contiene de 15 a 18 átomos de carbono. De aquí se obtiene el combustible llamado diésel, que, como ya dijimos, sirve para los vehículos que usan motores diésel como los tractores, locomotoras, camiones, trailers y barcos.

De los destilados obtenidos al vacío, aquellos que por sus características no se destinen a lubricantes se usarán como materia prima para convertirlos en combustibles ligeros como el gas licuado, la gasolina de alto octano, el diésel, la kerosina y el gasóleo.

El residuo de vacío contiene la fracción de los combustóleos pesados que se usan en las calderas de las termoeléctricas.

De todo lo que hemos descrito, se ve claramente cómo casi el total de cada barril de petróleo que se procesa en las refinerías se destina a la fabricación de combustibles. La cantidad de gasolina virgen obtenida depende del tipo de petróleo crudo (pesado o ligero), ya que en cada caso el porcentaje de esta fracción es variable.

## Cracking

El procedimiento original, todavía en uso, empleaba calor y presión y se denomina “craqueo térmico” a una temperatura de 850-810 °C. Después se ideó un nuevo método: “craqueo catalítico” a una temperatura de 450-500 °C, que utiliza un catalizador. En el caso de este tipo de craqueo, el catalizador (como Al2O3 o SiO2) es una especie de arcilla que puede darse en forma de terrones, píldoras, granos pequeños o como un polvo superfino y cuya acción desintegradora sumada a la del calor y la presión, favorece el fraccionamiento en componentes más livianos y produce más y mejor compuesto como resultado.

Una modalidad moderna de craqueo catalítico del petróleo es el proceso fluido. Este utiliza un “fluid cat cracker”, que es una máquina de, en algunos casos, hasta sesenta metros de altura. A lo largo de kilómetros de tuberías y reactores circulan a elevadas temperaturas grandes cantidades de vapor, aire y catalizador pulverizado. A determinada altura de la operación los finísimos granos del catalizador se revisten del carbón separado del petróleo, y dejan entonces de actuar mediante la acción de un regenerador; sin embargo, se quema y consume el carbón, el catalizador queda nuevamente en condiciones de funcionar seguidamente una y otra vez.

En el proceso fluido el catalizador es tan fino que cuando es agitado en mezcla con aire u otros gases, aumenta su volumen y fluye como un líquido pudiendo así ser controlado por válvulas. Este modo de trabajar con una sustancia sólida como si se tratara de un fluido ha constituido un progreso de las labores de refinería.

El craqueo del petróleo permite obtener de un barril de petróleo crudo una cantidad dos veces mayor de fracción ligera (naftas) que la extraída por simple destilación. Actualmente es un procedimiento fundamental para la producción de gasolina de alto octanaje.

Todos los procesos de craqueo catalítico que se utilizan hoy en día se pueden clasificar en unidades de lecho móvil o de lecho fluidizado (antiguamente también se presentaba un equipo de craqueo de lecho fijo, actualmente en desuso, ya que tenía que trabajar con tres reactores,

ya que el proceso, como se comprenderá más adelante, era discontinuo). En cualquier de los procesos utilizados, siempre se presentan cuatro etapas, que son las siguientes:

1) Craqueo catalítico de la alimentación con la rápida desactivación del catalizador por la deposición de coque sobre este y una capa de productos líquidos pesados.

2) Separación de los productos formados y el catalizador. Después del proceso de separación, el catalizador se lo lava con vapor de agua para eliminar todos los productos líquidos que hayan quedado depositados sobre él. El vapor de agua mezclado con esos productos, sale junto con los productos formados en el reactor y se envían a una columna de destilación. El catalizador es enviado al regenerador.

3) En el regenerador se quema el coque depositado sobre el catalizador con aire. Se trata siempre que la reacción de combustión sea:

4) $C + ½\ O2 \Rightarrow CO$

y no

$C + O2 \Rightarrow CO2$

La primera reacción produce la combustión del coque y en la segunda no solamente se quema el coque, sino que también se produce un aumento de temperatura (que debe evitarse) por la reacción $CO + ½\ O2 \Rightarrow CO2$.

4) El catalizador una vez regenerado, se envía nuevamente al reactor, completando el circuito. Antes de que entre al reactor, se lo lava nuevamente con vapor de agua para eliminar cualquier vestigio de aire que pudiera haber quedado ocluido, ya que si esto ocurriera, se podría producir una combustión al ponerse en contacto con la alimentación caliente.
Dentro de los equipos de lecho móvil o fluidizado, existen diversos tipos de modificaciones, dependiendo del diseñador o constructor, pero dentro de una misma clase la operación básica es muy similar. El proceso de craqueo catalítico Thermofor (CCT) es representativo de las unidades de lecho móvil y el craqueo catalítico fluidizado (CCF) del de las unidades de lecho fluidizado.
Los catalizadores utilizados en ambos procesos son químicamente similares y difieren sólo en su configuración física. La unidad de lecho móvil utiliza esferas de catalizador o cilindros de un diámetro aproximado de 1/8 a 1/4 de pulgada y el catalizador del lecho fluidizado tiene un tamaño medio de partícula de alrededor de 50 micrones.
El proceso de craqueo produce, como producto indeseado, coque que se deposita sobre las partículas de catalizador disminuyendo su actividad. Este proceso es muy rápido y, dependiendo del equipo utilizado, entre 10 a 15 minutos, el catalizador perdió toda su actividad. Para mantener la actividad del mismo a un nivel adecuado, es necesario regenerar el catalizador eliminando por combustión con aire el coque formado. Como resultado de esto, el catalizador debe trasladarse continuamente del reactor al regenerador y de nuevo al reactor.
La reacción de craqueo es endotérmica y la de regeneración es una reacción exotérmica. Algunas unidades se diseñan para utilizar el calor de la regeneración para suministrar el necesario para la reacción y para calentar al alimento hasta la temperatura de reacción. Se conocen como unidades de "recuperación de calor". Las temperaturas medias del reactor están en el intervalo de 470º C a 510º C, con temperaturas de la alimentación entre los 320º C a los 450º C y temperaturas de salida del catalizador a la salida del regenerador de 600º C a 680º C.
Los diagramas de flujo de ambos tipos de procesos son similares. La alimentación caliente se pone en contacto con el catalizador en el reactor o en la línea ascendente de la alimentación. A medida que la reacción avanza, el catalizador se desactiva progresivamente debido a la

formación de coque en la superficie de este. El catalizador y los vapores de los productos se separan mecánicamente y los productos pesados que permanecen en la superficie del catalizador se eliminan mediante un lavado con vapor de agua antes de que el catalizador entre en el regenerador. Los vapores de esos productos pesados se llevan por la parte superior a una columna de destilación para su separación en corrientes que posean los intervalos de ebullición deseados. El catalizador desactivado fluye en el regenerador y se reactiva por eliminación de los depósitos de coque mediante combustión con aire. Las temperaturas del regenerador son controladas cuidadosamente para prevenir la desactivación del catalizador por sobrecalentamiento. Esto se realiza generalmente por control del flujo de aire para proporcionar la deseada relación CO2/CO en los gases de combustión de salida dado que la combustión del CO a CO2 no elimina coque del catalizador pero si produce un aumento en la temperatura. Los gases de combustión y el catalizador se separan mediante ciclones, y el catalizador se trata nuevamente con vapor de agua para eliminar el oxígeno adsorbido antes de que el catalizador entre en contacto con la alimentación (si no se elimina el oxígeno, podría producirse un incendio dentro del reactor al tomar contacto con los vapores de la alimentación).

### *Craqueo catalítico de lecho fluidizado*

Los procesos CCF emplean un catalizador en forma de partículas muy finas que se comportan como un fluido cuando se le hace circular el vapor de la alimentación de abajo hacia arriba. El catalizador fluidizado (comportándose como un fluído) circula continuamente entre la zona de reacción y la zona de regeneración y actúa como vehículo para transferir el calor desde el regenerador a la alimentación y al reactor. Dos tipos de unidades básicas de CCF se utilizan hoy en día, una son las del tipo "lado a lado", donde el reactor y el separador son adyacentes uno con otro, y las del tipo Orthoflow o apilado, donde el reactor se monta sobre la parte superior del regenerador. La Figura 67, muestra configuraciones características de las unidades de CCF.

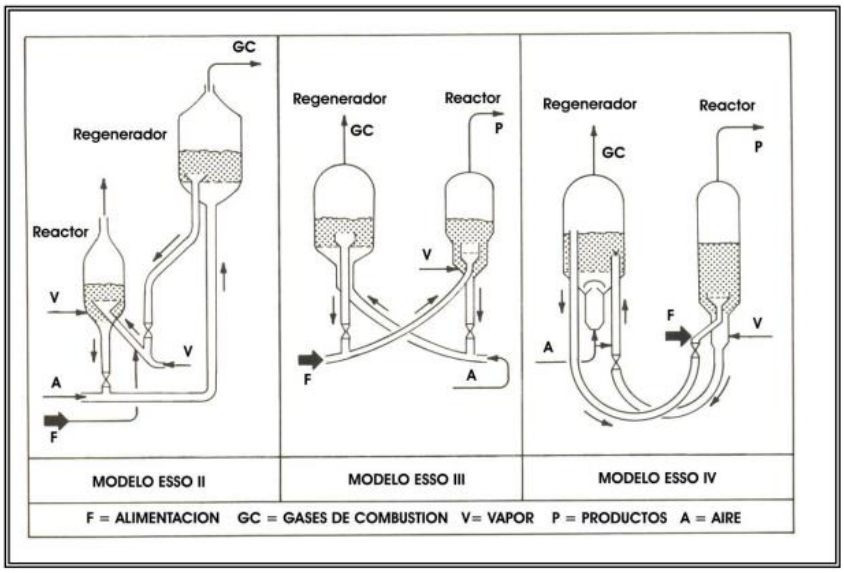



Figura 67. Configuraciones características de los CCF

Una de las diferencias de proceso más importantes en las unidades de CCF se refiere a la localización y control de la reacción de craqueo. Hasta cerca de 1965 la mayoría de las unidades se diseñaban con una fase de alta densidad de lecho catalítico fluidizado, en el recipiente de reacción. Las unidades operaban de tal manera que la mayor parte del craqueo tenía lugar en el lecho del reactor. La extensión del craqueo se controlaba variando la

profundidad del lecho del reactor (tiempo) y la temperatura. Aunque se reconoció que el craqueo tenía lugar en la línea de alimento que ascendía al reactor debido a que la actividad catalítica y la temperatura poseen allí sus valores más altos, no se realizó ningún intento para regular la reacción controlando las condiciones de la línea ascendente. Después de que se adoptase en las destilerías el catalizador de zeolita más reactivo, la cantidad de craqueo que tenía lugar en la línea ascendente (o línea de transferencia), se incrementó a niveles que requirieron cambios operacionales en las unidades existentes. Como consecuencia, la mayor parte de las unidades recientemente construidas se han diseñado para operar con un nivel mínimo de lecho en el reactor manteniéndose el control de la reacción variando la velocidad de circulación del reactor. Muchas unidades antiguas se han modificado para maximizar y controlar el craqueo en la línea ascendente. Las unidades operan también con diferentes combinaciones de la línea ascendente de alimento y reactores de lecho denso, incluyendo la línea ascendente de alimento seguida del reactor del lecho denso, la línea ascendente de alimento en paralelo con el lecho denso y líneas ascendentes de alimento paralelas (una para el alimento nuevo y la otra para el reciclado).

Las corrientes de la alimentación nueva y de reciclado se precalientan mediante hornos o intercambiadores de calor y entran en la unidad por la base de la línea ascendente de la alimentación donde se mezclan con el catalizador regenerado caliente. El calor del catalizador vaporiza a la alimentación y la lleva a la temperatura deseada de reacción. La mezcla de catalizador y vapores de hidrocarburo suben a lo largo de la línea ascendente hacia el reactor. Las reacciones de craqueo empiezan cuando la alimentación entra en contacto con el catalizador caliente en la línea ascendente y continúa hasta que los vapores se separan del catalizador en el reactor. Los vapores de hidrocarburo se envían a una columna de destilación para su separación en productos líquidos y gaseosos.

El catalizador que sale del reactor se denomina catalizador desactivado y contiene hidrocarburos adsorbidos en su superficie. Estos se eliminan mediante agotamiento con vapor antes de que el catalizador entre en el regenerador. La temperatura del regenerador y la eliminación de coque por combustión se controlan variando el caudal de aire de manera tal que los gases de combustión contengan preponderantemente CO y no CO2. El calor de combustión aumenta la temperatura del catalizador hasta 590º C o 670º C y la mayor parte de este calor lo transmite el catalizador a la alimentación en la línea ascendente del alimento. El catalizador regenerador contiene de 0,2 a 0,4% en peso de coque residual.

Los gases de combustión que salen del regenerador están enriquecidos en monóxido de carbono el cual se quema a CO2 en un horno (caldera de calor residual el cual produce vapor) para recuperar la energía del combustible disponible. También, estos gases calientes pueden utilizarse para accionar turbinas de expansión para comprimir el aire de regeneración y generar potencia eléctrica. Las Figuras 68 y 69 muestran diagramas esquemáticos del reactor de CCF y del regenerador característicos y la Figura 70 muestra un diagrama del flujo para una unidad de CCF modelo III.

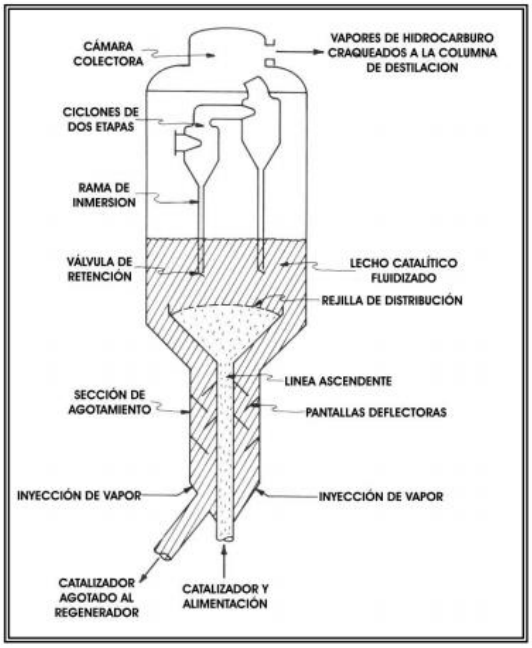



Figura 68. Reactor CCF

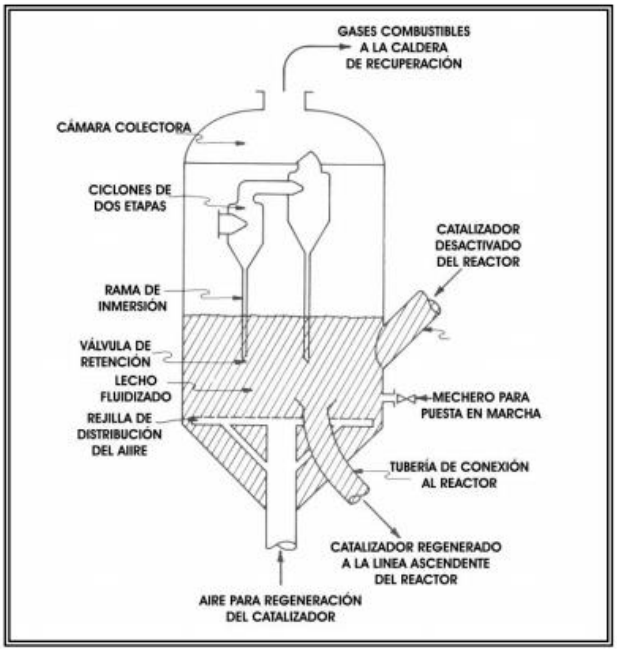



Figura 69. Regenerador característico.

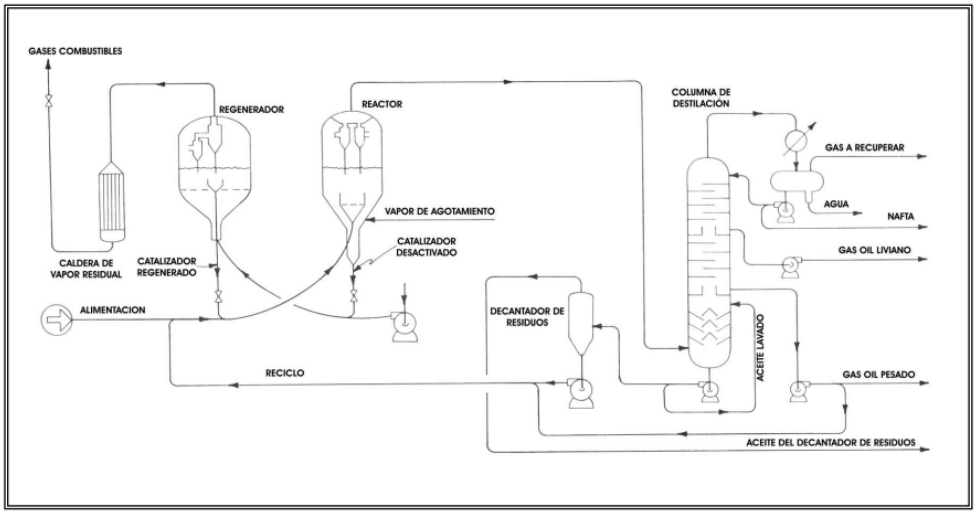



Figura 71. Diagrama de flujo del reactor CCF modelo III.

## *Craqueo catalítico de lecho móvil*

La unidad de Craquing Catalítico Thermofor (CCT) utiliza un lecho sólido continuo y móvil de catalizador que se mueve a través de la unidad en una masa compacta. Uno de los requisitos para la operación en una unidad de lecho móvil es la necesidad de mantener velocidad constante a nivel horizontal del catalizador a través del reactor y del horno de regeneración. La Figura 72 muestra un diagrama de flujo del proceso para una unidad de CCT. El catalizador baja al reactor desde el depósito de compensación situado encima del mismo. Alrededor del 80 al 95 % del catalizador entra por la cabeza del reactor y se descarga en forma de caída libre, se dispersa en forma de una cortina anular que rodea la tobera de alimentación de la mezcla de fases del hidrocarburo, de manera que el hidrocarburo pulverizado se mezcla con las partículas

del catalizador. El catalizador remanente, del 5 al 20 % que está en circulación, entra a través de una corona de tubos periféricos y mantiene la parte superior del lecho catalítico al nivel requerido para dar la alimentación el tiempo suficiente de reacción para lograr el rendimiento deseado.

El catalizador y los hidrocarburos de la alimentación descienden juntos por el reactor hacia la zona de separación del vapor de productos en la base. En ella se sacan los productos y el catalizador se lava mediante una corriente ascendente de vapor de agua para eliminar los hidrocarburos atrapados en los huecos existentes entre las partículas y absorbidos sobre el catalizador. El vapor de agua sale del reactor con los productos. También se produce un vapor de purga justo debajo del reactor para actuar como medio de cierre para separar los vapores de hidrocarburo en el reactor de los gases de combustión en el regenerador. El vapor de purga fluye hacia abajo junto con el catalizador al regenerador.

El regenerador en la unidad de CCT era originariamente un horno Thermofor desarrollado por la Socony-Vacuum Oil Company (ahora Mobil) para la regeneración de arcillas utilizadas en el tratamiento de aceites lubricantes. En este horno el coque se eliminaba por combustión del flujo descendente de catalizador en varias etapas, con serpentines refrigerantes entre etapas para mantener la temperatura del catalizador suficientemente baja (por debajo de los 690º C) para prevenir la pérdida de actividad. En unidades de diseño reciente la eliminación del coque por combustión se realiza en una sola etapa sin el uso de serpentines intermedios para eliminar el calor.

En el horno se inyecta aire para quemar el coque del catalizador. En las unidades de CCT el aire puede fluir en equicorriente con el catalizador o puede introducirse hacia la mitad del horno con flujo en contracorriente en la zona superior y con flujo en equicorriente en la parte inferior. Un sistema de separación en la base del horno separa el catalizador de los gases de combustión y el catalizador cae en un recipiente de elevación. En este punto el catalizador es arrastrado por una corriente de aire que lo eleva hacia un tanque superior donde la gran sección de este y la utilización de un panel de separación dan lugar a la caída del catalizador a una pila.

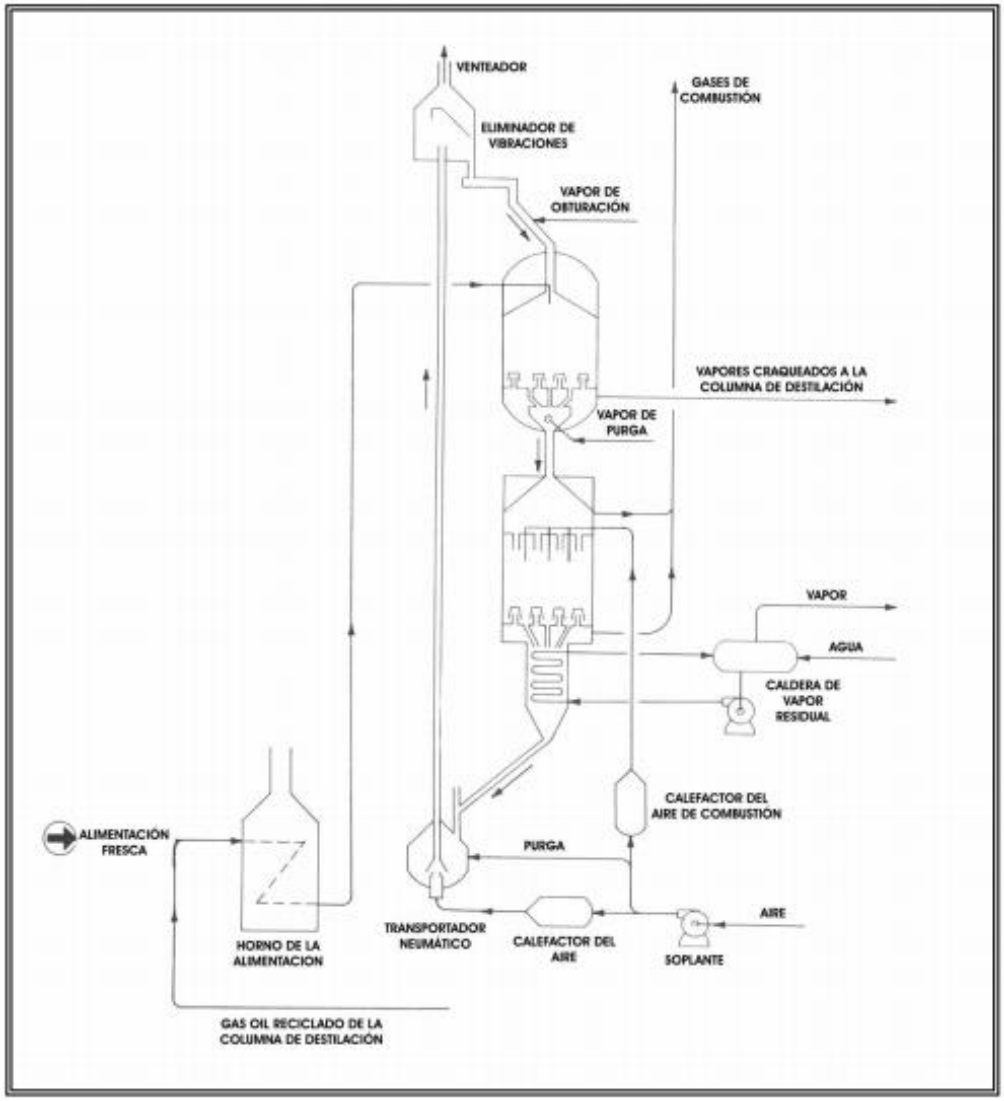



Figura 72. Diagrama de flujo de proceso para una unidad de CCT.

## *Reacciones de craqueo*

Los productos formados en el craqueo catalítico son el resultado de una serie de reacciones primarias como secundarias. Se designan como reacciones primarias aquéllas que implican la ruptura inicial del enlace carbono-carbono y la inmediata neutralización del ion carbonio. Las reacciones primarias se pueden representar como sigue: parafina ⇒ parafina + olefína

Alquil nafteno ⇒ nafteno + olefina

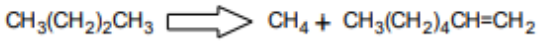
alquil aromático- ⇒ aromático + olefina

Forman inicialmente debido a una pequeña cantidad de craqueo térmico de nparafinas para formar olefinas. Estas olefinas adicionan un protón del catalizador para formar grandes iones carbonio que se descomponen de acuerdo con la regla beta (la escisión del enlace carbono-carbono tiene lugar en el carbono en posición beta con los iones carbonio y las olefinas) para formar iones carbonio pequeños y olefinas. Los iones carbonio pequeños propagan la reacción

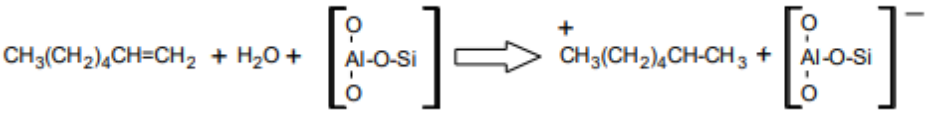
en cadena transfiriendo un ion hidrógeno de la n-parafina para formar una pequeña molécula de parafina y un nuevo ion carbonio grande.

Como ejemplo característico de reacción de craqueo de hidrocarburos nparafínicos se puede observar la siguiente secuencia para el n-octano

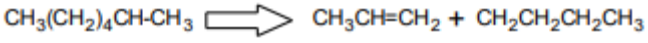
Etapa 1: Reacción de iniciación de craqueo térmico suave:



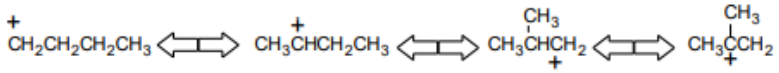

Etapa 2: Transferencia de un protón.



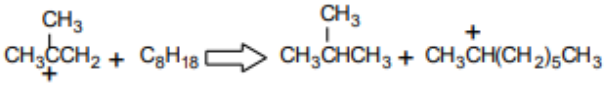

Etapa 3: Escisión beta.




Etapa 4: Reordenamiento hacia una estructura más estable. El orden de estabilidad del ion carbonio es terciario > secundario > primario.




Etapa 5: Transferencia del ión hidrógeno




De este modo, se forma otro ion carbonio grande y la cadena está lista para repetirse a sí misma.

Aunque el mecanismo básico es esencialmente el mismo, la forma y la extensión de la respuesta al craqueo catalítico difieren bastante entre los diversos tipos de hidrocarburos.

## *Craqueo de parafinas*

El craqueo catalítico de parafinas se caracteriza por: alta producción de hidrocarburos C3 y C4 en los gases craqueados, velocidades de reacción y productos determinados por el tamaño y estructura de las parafinas, e isomerización hacia estructuras ramificadas y formación de hidrocarburos aromáticos resultantes de reacciones secundarias que involucran a olefinas. Con respecto a las velocidades de reacción, el efecto del catalizador es más pronunciado a medida que aumenta el número de átomos de carbono de la molécula, aunque el efecto no es apreciable hasta que el número de átomos de carbono es por lo menos seis.

La velocidad de craqueo también está influenciada por la estructura de la molécula; así las que contienen átomos de carbono terciarios son las que se craquean más fácilmente, mientras que las que contienen carbonos cuaternarios son las más resistentes. Los compuestos que

contienen ambos tipos de átomos tienden a neutralizarse entre sí sobre una base uno a uno. Por ejemplo, el 2,2,4- trimetilpentano (uno terciario y uno cuaternario) se craquea sólo ligeramente más rápido que el n-octano, mientras que el 2,2,4,6,6-pentametilheptano (uno terciario y dos cuaternarios) se craquea a una velocidad inferior a lo que lo hace el n-dodecano.

### *Craqueo de olefinas*

Las velocidades de craqueo catalítico de los hidrocarburos olefínicos son mucho más altas que las correspondientes de las parafinas. Las reacciones principales son:

1) Ruptura de los enlaces carbono-carbono.

2) Isomerización.

3) Polimerización.

4) Saturación, aromatización y formación de carbono.

La isomerización de las olefinas por saturación y aromatización son responsables del alto número de octano. La mayor velocidad de las reacciones de transferencia de hidrógeno en las olefinas de cadena ramificada, da lugar a que las razones iso-parafinas a parafinas normales sean mayores que las razones de equilibrio de las olefinas originales. Además, los naftenos actúan como dadores de hidrógeno en las reacciones de transferencia con olefinas para dar lugar a isoparafinas y aromáticos.

### *Craqueo de hidrocarburos nafténicos*

La reacción de craqueo de mayor importancia de los naftenos en presencia de catalizadores de alúmina silicatos es la deshidrogenación a aromáticos. Existe también una ruptura del enlace carbonocarbono en ambos, anillo y cadenas laterales ligadas, pero a temperaturas por debajo de los 540º C la reacción de deshidrogenación es considerablemente mayor.

La deshidrogenación es muy alta para los naftenos C9 y de más alto peso molecular, dando lugar a una nafta de alto octanaje. Los productos líquidos no cíclicos y los gases craqueados resultantes del craqueo de los hidrocarburos nafténicos están más saturados que los resultantes del craqueo de parafínas.

### *Craqueo de hidrocarburos aromáticos*

Los hidrocarburos aromáticos con grupos alquilo conteniendo menos de tres átomos de carbono no son muy reactivos. La reacción predominante de los aromáticos con cadenas alquílicas largas es la clara rotura de las cadenas laterales, sin la rotura del anillo. El enlace carbonocarbono roto es el adyacente al anillo y los compuestos de benceno conteniendo grupos alquilo se pueden craquear con la recuperación casi cuantitativa del benceno.

### *CATALIZADORES DE CRAQUEO*

Composición, actividad, selectividad: los catalizadores comerciales que se utilizan en el craqueo catalítico pueden dividirse en tres clases:

1) Alumino silicatos naturales.

2) Combinaciones de alúmina-silicio sintéticas amorfas.

3) Catalizadores de alúmina-silicio sintéticos cristalinos llamados zeolitas o tamices moleculares.

La mayoría de los catalizadores utilizados en las unidades comerciales hoy en día son catalizadores de la clase (3) o mezclas de las clases (2) y (3). Las ventajas de los catalizadores de zeolita sobre los catalizadores naturales y los amorfos sintéticos son:

1) Actividad más alta

2) Rendimientos en nafta mayores para una conversión dada.

3) Producción de naftas conteniendo un mayor porcentaje de hidrocarburos parafínicos y aromáticos.

4) Producción menor de coque (y por consiguiente un mayor rendimiento, normalmente, para un nivel de conversión dado).

5) Producción de isobutano incrementada.

6) Posibilidad de conseguir conversiones más altas por paso sin craqueo excesivo.

La alta actividad del catalizador de craqueo zeolítico permite que el proceso tenga lugar con tiempos de residencia cortos y por ello se ha adoptado en muchas instalaciones para las operaciones de craqueo en la línea ascendente.

Los catalizadores sílice-alúmina, como se vio anteriormente, se dividen en dos grupos: los naturales y los sintéticos y se presentan en forma de pastillas o de polvo finamente dividido en microesferas (sintético) según el proceso utilizado (de lecho móvil o fluido). En la siguiente tabla se da la composición de algunos catalizadores.

## COMPOSICIÓN DE ALGUNOS CATALIZADORES

| | BENTONITA NATURAL | LECHO MÓVIL | | LECHO FLUIDO |
|---|---|---|---|---|
| Composición (% peso) | | HALOSITA | SINTÉTICA | SINTÉTICA |
| $SiO_2$ | 74 | 53 | 87 | 87 |
| $Al_2O_3$ | 18 | 46 | 12 | 13 |
| MgO | 5 | --- | --- | --- |
| CaO | 3 | 0,4 | --- | --- |
| $Na_2O$ | 0,3 | 0,1 | 0,14 | 0,02 |
| $Fe_2O_3$ | 2,0 | 0,2-0,6 | 0,2-0,6 | 0,03 |
| Pérdida de peso a 870° C. (%) | 8,5 | --- | 2,5 | 11,0 |
| Superficie ($m^2$/gr) | 276 | 164 | 440 | 410 |
| Densidad verdadera | 2,6 | 2,72 | 2,32 | --- |
| Densidad aparente, esfera de 4 mm | 1,35 | 1,40 | 1,09 | --- |
| Densidad aparente, microsferas | 0,85 | 0,90 | 0,70 | 0,61 |
| Porosidad (% en peso) | 48 | 48 | 53 | --- |
| Diámetro medio de los poros (Å) | 53 | 75 | 44 | 43 |

El catalizador debe poseer desde el principio una buena actividad y mantener, durante mucho tiempo, una actividad normal (actividad de equilibrio). El mantenimiento de la actividad se

realiza mediante un aporte, continuo o esporádico, de catalizador fresco. La estabilidad de la actividad influye, pues, sobre el consumo del catalizador.

Existen numerosos modos de medir la actividad del catalizador. Se determina, en una planta piloto, el comportamiento del catalizador con un equipo y en condiciones normalizadas, midiendo la producción de gas y de destilados, así como el carbono depositado. La cantidad de destilados recogida, más las pérdidas, constituyen el "D + L" (destilate + loss) que es una de las bases empleadas más frecuentemente. Los diferentes tipos de catalizadores tienen selectividades diferentes, para una misma conversión, como indica la clasificación comparada en la tabla siguiente:

### *SELECTIVIDADES COMPARADAS - OPERACIÓN CON UNA CONVERSIÓN POR PASO DEL 60%, CATALIZADOR DE LECHO FLUIDO*

| | SÍLICE ALUMINA | SÍLICE NATURAL | SÍLICE MAGNESIA | CATALIZADOR SINTETICO | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 13% ALUMINA | SÍLICE MAGNESIA |
| Conversión por paso (%) | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Temperatura (° C) | 525 | 525 | 525 | 500 | 500 |
| Nafta obtenida (% volumen) | 45,5 | 47.8 | 56.2 | 46,9 | 57,2 |
| Coque formado (% en peso) | 2.9 | 3.1 | 2.9 | 3,4 | 3.4 |
| Gas seco (% en peso) | 9,0 | 8,7 | 6,2 | 9,0 | 5,0 |
| Butano (% en volumen) | 7,0 | 4.8 | 3,6 | 6,4 | 5,1 |
| Butenos (% en volumen) | 9.0 | 9,2 | 6,4 | 7.0 | 4,9 |
| Número de octanos de la nafta obtenida | 95 | 93,6 | 91,5 | 93,7 | 90.3 |

Se ve, por ejemplo, que el catalizador sílice-alúmina tiene menor rendimiento, en nafta, que el catalizador natural que, a su vez, tiene menor rendimiento que el de sílice-magnesia; no obstante, el número de octano de la nafta obtenida es más elevado y su concentración en olefinas menor.

### *Resistencia mecánica*

Dimensión de las partículas: si el frotamiento es demasiado importante, las pérdidas son muy elevadas y otro tanto sucede cuando el catalizador fresco contiene demasiadas partículas finas. Entre 60 y 75% de los granos de un catalizador sintético (sílice-alúmina) tienen un diámetro comprendido entre 40 y 80 micras. La fracción inferior a 20 micras es de solo 2% y la comprendida entre 20 y 40 micras varía entre 10 y 20%. Por encima de 80 micras pueden encontrarse de 5 a 30% de las partículas, según la finura del catalizador.

### *Regenerabilidad*

Es fundamental que el coque formado sobre el catalizador se queme fácilmente Los factores que favorecen esta combustión son la temperatura elevada del regenerador y la naturaleza del

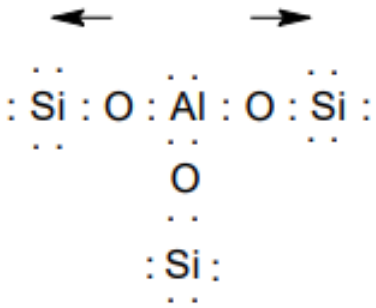
coque depositado. El catalizador sílice alúmina permite alcanzar las temperaturas más elevadas: de 600º a 650º C y forma un coque más fácil de quemar.

### *Acidez*

Un catalizador sintético, ya se trate del tipo sílice-alúmina o sílice-magnesia, se ha demostrado, ampliamente, el carácter ácido de algunos centros activos, bien por neutralización con álcali, bien por liberación de la acidez por intercambio iónico o por la liberación de CO2. De estas medidas se concluye que los centros activos del catalizador presentan una acidez equivalente al ácido sulfúrico de 90%, en peso.

### *Relación Acidez - Actividad*

La acidez del catalizador aumenta con su concentración en alúmina, siendo su actividad proporcional a dicha acidez. Se constata que el gel de sílice, o el de alúmina, no presenta aisladamente carácter ácido, pero al estar presentes, por un lado, los grupos Al-OH y Al-O-Al y, por otro, Si-OH y Si-O-Si, adoptan un comportamiento ácido por formación de la agrupación Al+++:O:Si++++. Parece que, como consecuencia de la asimetría eléctrica, se produce el desplazamiento de un par de electrones del enlace Al:O hacia el átomo de silicio más cercano, fuertemente cargado:




El ión Al se hace más positivo y puede extraer un ión OH- , de una molécula de agua próxima, quedando el ion H + , protón, en la superficie del catalizador.

Superficie, poros, desactivación: un catalizador sintético que contenga de 10 a 25% de alúmina, posee, antes de haber sido utilizado, una superficie específica muy elevada (600 a 800 m2 /gr) y un volumen de poros que alcanza 0,6 a 0,8 cm3 /gr. Estas características, que se miden por adsorción de nitrógeno, evolucionan rápidamente cuando comienza su utilización. Bajo la influencia de la temperatura, su superficie y el volumen de sus poros, disminuyen y su acidez, así como su actividad, decrece. Por encima de los 900º C, la estructura cristalina se desmorona y pierde su actividad.

La desactivación del catalizador es tanto más rápida cuanto mayor es su actividad. Según parece, la desactivación del catalizador fresco, responde en su mayor parte a la elevada temperatura que se alcanza durante la combustión del coque formado, en cantidades importantes, sobre el catalizador muy activo.

Además de la temperatura, desactivan al catalizador las bases inorgánicas u orgánicas (compuestos de nitrógeno). También reducen la acción catalítica, el hierro, el vanadio, el níquel y el cobre, presentes en estado combinado y, en cantidades infinitesimales, en la

alimentación, al favorecer las reacciones de deshidrogenación y de condensación con detrimento de la nafta. Los dos últimos citados son diez veces más activos que el hierro.

El nitrógeno reacciona con los centros ácidos sobre el catalizador rebajando su actividad. Los metales se depositan y se acumulan sobre el catalizador y dan lugar a una reducción en el rendimiento al aumentar la formación de coque y disminuir la cantidad de coque eliminado por combustión por unidad de aire, al catalizar la combustión del coque a CO2 más que a CO. Si se expresan las concentraciones metálicas en el catalizador en ppm en la siguiente forma:

Cu +Fe + 4V + 14Ni

Si la suma es mayor que 1.000 el catalizador está altamente contaminado.

## VARIABLES DE PROCESO

Además de la naturaleza de la carga, las principales variables de operación que afectan a la conversión y la distribución de los productos son la temperatura de craqueo, la relación catalizador/alimentación, la velocidad espacial, el tipo y actividad del catalizador y la relación de reciclo. Para una mejor comprensión del proceso deben definirse varios términos:

### *Actividad*

Posibilidad de craquear un gas oil a fracciones de punto de ebullición menor.

Razón catalizador/alimentación =C/A = masa de catalizador/masa de alimentación.

### *Conversión*

Conversión =100 * (volumende alimentación – volumendereciclo/ volumende alimentación)

Reciclo: Porción del efluente del reactor catalítico no convertido a nafta y a productos más livianos (generalmente las materias que hierven por encima de los 220°C) que se retornan al reactor.

### *Eficacia*

Eficacia = ( % de nafta / %de conversión) * 100

Relación de reciclo = Volumen de reciclo/volumen de alimentación nueva.

### *Selectividad*

La relación del rendimiento de los productos deseados al rendimiento de los productos no deseados (coque y gas).

### *Velocidad espacial*

La velocidad espacial se puede definir o bien sobre base en volumen (VEHL) o en masa (VEHM). En un reactor de lecho fluidizado la VEHL tiene poco significado dada la dificultad de establecer el volumen del lecho. El peso del catalizador en el reactor puede determinarse fácilmente o calcularse a partir del tiempo de residencia y de la razón C/A.

VEHL = Velocidad espacial horaria del líquido basado en volumen:

(volumen de alimento) /(volumen de catalizador) (hr)

VEHM = Velocidad espacial horaria másica en masa.

(kg de alimentación)/(kg de catalizador)(hr)

Si t es el tiempo de residencia del catalizador en horas, entonces:

VEHM = (1/t) * (C/A)

Los efectos generales de las variables de operación son las mismas para ambas unidades de lecho móvil y fluidizado pero cada tipo de unidad tiene unas limitaciones especiales que afectan a su importancia. Dentro de los límites de las operaciones normales, aumentando:

1) Temperatura de reacción

2) Razón catalizador/alimentación

3) Actividad del catalizador

se obtiene un aumento de la conversión, mientras que un descenso de la velocidad espacial aumenta la conversión. Se debe destacar que un aumento en la conversión no significa necesariamente un aumento en el rendimiento de nafta, como es el caso de que un aumento de la temperatura por encima de un cierto nivel puede aumentar la conversión, los rendimientos en coque y en gas y el número de octano de la nafta, pero disminuir el rendimiento en nafta.

Para unidades de lecho móvil la temperatura es normalmente la variable de proceso que ocupa el primer lugar, puesto que operan a velocidades de circulación del catalizador máximas. Esto se realiza para aprovechar la mayor eficacia del rendimiento en nafta obtenido al utilizar una razón máxima C/A para obtener conversiones por encima de las obtenidas al operar a razones más bajas C/A y utilizando la temperatura para obtener la conversión deseada.

En muchas unidades de CCF, la conversión y la capacidad están limitadas por las posibilidades de combustión de coque del regenerador. Esta limitación puede ser debida o bien a las limitaciones en la compresión del aire o bien a las temperaturas después de la combustión en los ciclones del regenerador de la última etapa. En cualquier caso, las unidades de CCF operan generalmente a la temperatura máxima práctica del regenerador, con la temperatura del reactor y la relación de producción seleccionadas para minimizar el craqueo secundario de la nafta a coque y gas.

En ambas unidades, de lecho móvil y fluidizado, la presión del reactor está generalmente limitada a 1 a 1,5 kgf/cm2 man por el diseño de la unidad y no se utiliza mayormente como una variable de operación. Un incremento en la presión aumenta el rendimiento en coque y el grado de saturación de la nafta, pero disminuye el octanaje de la misma. Su efecto sobre la conversión es bajo.

La carga inicial de catalizador a una unidad de CCF que utilice el craqueo en la línea ascendente es alrededor de 1 ton de catalizador por 100 BPDS (barriles de petróleo diarios) de velocidad de carga (el catalizador en circulación es alrededor de 0,3 ton por BPDS de velocidad de carga con aproximadamente el doble de esta cantidad para la fabricación, etc.).

La velocidad de circulación del catalizador es aproximadamente de 1 ton/min por 1000 BPDS de velocidad de carga.

### *RECUPERACIÓN DEL CALOR*

Los costos de la energía y del combustible son la parte principal de los costos directos del refinado del crudo de petróleo y, como consecuencia del gran aumento en los precios del crudo de petróleo y del gas natural, existe un gran incentivo en conservar el combustible mediante la utilización eficaz de la energía de los gases de salida del regenerador del craqueador catalítico. El control de la temperatura en el regenerador resulta más fácil si el carbono que hay sobre el catalizador se quema a monóxido de carbono más que a dióxido de carbono, puesto que el calor implicado es mucho menor. Además del calor de combustión del monóxido de carbono, los gases calientes están a temperaturas de 540º C a 590º C y a presiones de 1 a 1,5 kgf/cm2man. Muchos craqueadores catalíticos incluyen calderas de calor residual que recuperan el calor de combustión del CO para obtener vapor y otros utilizan los gases de combustión para impulsar turbinas de para generar energía eléctrica o comprimir el aire utilizado en el regenerador del craqueador catalítico.

## Fabricación de gasolina

A principios del siglo, la obtención de gasolina de calidad era cuestión de suerte. La naturaleza proporcionaba los ingredientes, casi siempre parafinas (hidrocarburos lineales y cíclicos), pero diluidos con otros componentes contenidos en el petróleo crudo.

En la actualidad la gasolina es un producto hecho por el hombre, o sea que es sintética. Las principals razones son:

- Los crudos tienen un máximo de 25-30% de gasolina natural con índices de octano de 40 a 60, los cuales son demasiado bajos para usarse en los motores modernos de combustión interna. Esto se debe a la estructura molecular de los hidrocarburos que la constituyen.

- La cantidad de gasolina primaria o natural contenida en los crudos es insuficiente para satisfacer la gran demanda provocada por los cientos de millones de vehículos que circulan diariamente por las carreteras y calles del mundo entero.

Las dos razones aquí mencionadas crearon el reto para los científicos: cómo remodelar las moléculas para producir más y mejores gasolinas.

Sin embargo, a medida que se hacían mejores gasolinas, simultáneamente los diseñadores de automóviles aumentaban la compresión de los motores elevando así su potencia. Se necesitó entonces un índice de octano mayor.

Vamos a suponer que de un barril de 159 litros de petróleo crudo logremos separar 50 litros de gasolina cuyos componentes tienen de cinco a nueve átomos de carbono (C5

– C9), y que de los 109 litros restantes algunos de los hidrocarburos no sean apropiados para usarlos como gasolina, ya sea porque su composición no cuenta con suficientes átomos de carbono por molécula (<C5) o porque tiene demasiados (>C10). Otros quizás cumplan con el número requerido de carbonos, pero sus moléculas están en forma lineal en vez de ramificada. Entonces, ¿cómo hacer más y mejor gasolina del resto de los hidrocarburos que constituyen el barril de crudo?

### *Procesos para hacer más gasolina*

Si tenemos moléculas con más átomos de carbono de los que necesitamos, hay que romper las cadenas que unen los átomos de carbono para obtener moléculas más chicas, cuyo número de carbono sea de cinco a nueve.

Pero si las moléculas tiene menos átomos de carbono de los que buscamos, entonces es necesario unir dos, tres o más de ellas entre sí, para agrandarlas hasta conseguir el tamaño deseado.

Pero ¿cuáles son los procesos usados en las refinerías para hacer más y mejores gasolinas?

Primero veremos cuáles son y en qué están basadas las tecnologías usadas para hacer más gasolina:

Son dos: los procesos de desintegración térmica y los de desintegración catalítica.

La primera utiliza básicamente temperatura y presión alta para romper las moléculas. Los hidrocarburos que produce se caracterizan por tener dobles ligaduras en sus moléculas, a las cuales se les llama olefinas y son muy reactivas. Cuando tienen de cinco a nueve átomos de carbono y se incorporan a las gasolinas ayudan a subir el índice de octano.

Sin embargo, tienen el inconveniente de ser muy reactivas; al polimerizarse, forman gomas que perjudican los motores. Por lo tanto en las mezclas de gasolinas en donde se usan fracciones con alto contenido de olefinas es necesario agregar aditivos que inhiban la formación de gomas.

Los procesos de desintegración térmica se usan principalmente para hacer olefinas ligeras, o sea de dos carbonos (etileno), tres (propileno), cuatro (butenos cuando tienen una sola doble ligadura en la molécula y butadieno cuando tienen dos dobles ligaduras), y cinco (pentenos cuando tienen una sola doble ligadura e isopreno cuando tienen dos dobles ligaduras).

Las fracciones del petróleo que sirven de materia prima o carga pueden ser desde gasolinas pesadas hasta gasóleos pesados. En estos casos siempre se obtienen también las llamadas gasolinas de desintegración. Los procesos de desintegración catalítica también usan temperaturas y presión para romper las moléculas, pero son menores que en el caso anterior, gracias a ciertos compuestos químicos llamados catalizadores.

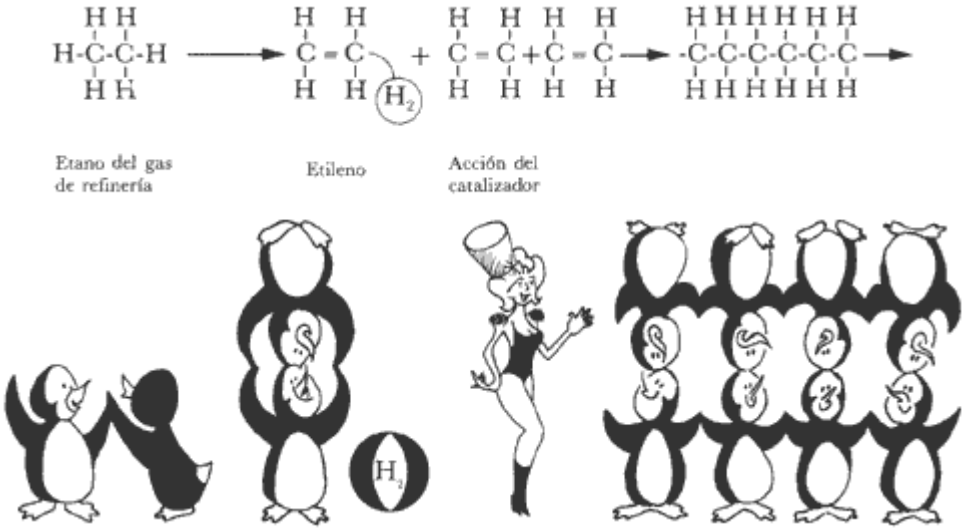



Figura 73 Polimeración. Unión de moléculas para hacer más gasolina.

Los catalizadores no sólo permiten que el proceso trabaje a temperaturas y presiones inferiores sino que también aumentan la velocidad de la reacción.

Además actúan como "directores" haciendo que las moléculas se rompan de cierta manera; los pedazos se unen y forman preferencialmente un determinado tipo de hidrocarburos.

Así, por ejemplo, una molécula con 16 átomos de carbono como es el hexadecano ($C_{16}H_{34}$), puede romperse para formar un par de moléculas con 8 átomos de carbono cada una $C_8H_{18}$ + $C_8H_{16}$ o sea octano + octeno. El octeno es un hidrocarburo olefínico, es decir, que tiene dos átomos de hidrógeno menos que el octano, que es un hidrocarburo parafínico.

Los procesos de desintegración catalítica para obtener preferencialmente las gasolinas de alto octano usan como carga los gasóleos, o sea la fracción que contienen de 14 a 20 átomos de carbono en sus moléculas. Las gasolinas obtenidas por desintegración catalítica, y en particular las fracciones ligeras, contienen hidrocarburos altamente ramificados, tanto parafínicos como olefínicos. Estas ramificaciones en las moléculas contenidas en la fracción de la gasolina le imparten un alto índice de octano.

Además de la gasolina también se produce bastante gas, como el isobutano (cuatro átomos de carbono ramificados), y una elevada cantidad de etileno, propileno y butenos. Otros combustibles que se forman son el diésel, la kerosina y otros productos más pesados.

Las olefinas gaseosas antes mencionadas forman la materia prima para hacer más gasolina. Como tienen dos, tres y cuatro átomos de carbono, está claro que para obtener productos de cinco a nueve carbonos será necesario unir las moléculas.

En las refinerías existen dos tipos de procesos para llevar a cabo este tipo de reacciones. Uno es la polimerización. Este proceso también usa catalizadores para la obtención de gasolina. Al combustible que resulta se le llama gasolina polimerizada.

El otro proceso de síntesis que usa los gases de las desintegradoras es el llamado proceso de alquilación. Es una reacción química de una olefina con una parafina ramificada, en presencia de un catalizador. El producto resultante tendrá también ramificaciones; es decir, los carbonos no estarán en una sola línea.

En este proceso se hacen reaccionar las olefinas como el etileno, el propileno y los butenos, con el isobutano, que es un hidrocarburo parafínico ramificado con cuatro carbonos en su molécula.

Al producto obtenido en el proceso anterior se le llama gasolina alquilada. Su alto índice de octano se debe principalmente a las múltiples ramificaciones de los hidrocarburos que lo forman. Por lo general esta gasolina también se usa para hacer gas-avión, que es el combustible que emplean las avionetas que tienen motores de pistón.

### *Procesos para mejorar la gasolina natural*

La gasolina natural o primaria está compuesta por el número adecuado de carbonos, pero la forma en que están colocados dentro de la molécula no le imparten un buen octanaje.

Para mejorar la calidad de esta gasolina existen dos tipos de procesos en las refinerías, que son la isomerización y la reformación. Ambos requieren catalizadores.

En el primer caso los hidrocarburos lineales de los que está compuesta la gasolina natural se ramifican, lo que permite que se incremente su octanaje.

Así sucede, por ejemplo, con el heptano normal, que tiene siete átomos de carbono formando una cadena lineal. Su índice de octano es de cero. Pero si lo isomerizamos y lo hacemos altamente ramificado obtenemos el isoheptano, que tiene 110 de octano.

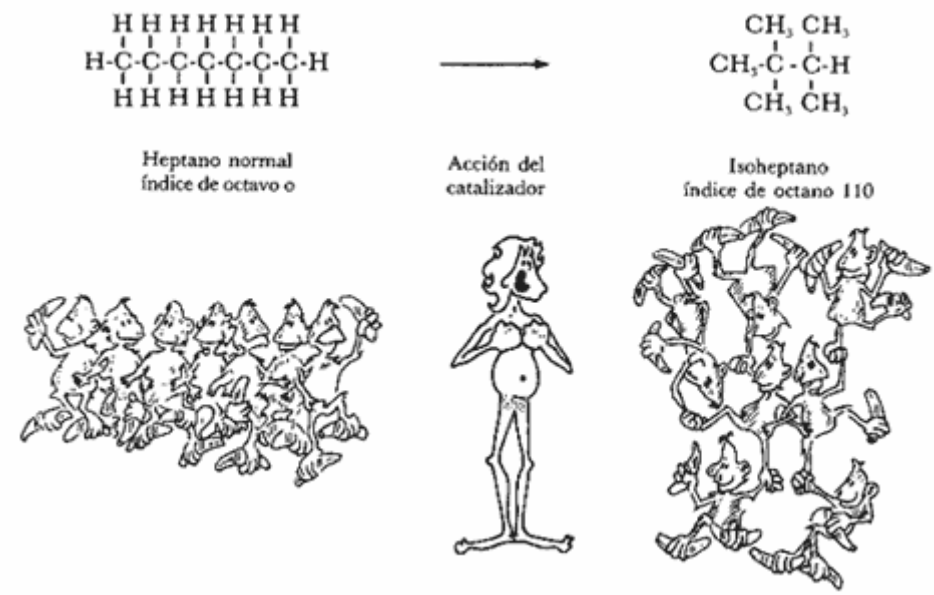



Figura 74 Isomerización. Modificación de los hidrocarburos para elevar octanajes.

El segundo proceso o sea la reformación, no sólo favorece la ramificación de los hidrocarburos como en el caso anterior, sino que también les permite ciclizarse, formando anillos de seis átomos de carbono, y después perder átomos de hidrógeno dándonos los hidrocarburos cíclicos llamados aromáticos.

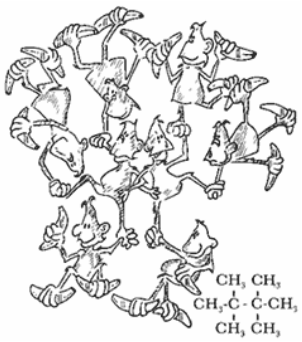


Figura 75 Isooctano, índice de octano 100.

Éstos están constituidos principalmente por benceno (C6H6), tolueno (C6H6CH3) , y xilenos (C6H6(CH3)2).
A los grupos CH3, que contienen los anillos bencénicos del tolueno y los xilenos, se les llama metilos. El tolueno tiene un solo metilo, mientras que el xileno tiene dos, los cuales, dependiendo de la forma de su unión al anillo bencénico, se llaman ortoxileno, metaxileno, o paraxileno.

Estos hidrocarburos aromáticos le imparten un alto índice de octano a la gasolina reformada (proveniente de la reformación catalítica de la gasolina natural).

## *Gasolina comercial*

La gasolina que compramos en las gasolineras se hace mezclando gasolina natural con diferentes porcentajes de gasolina proveniente de los procesos de polimerización, alquilación, isomerización, reformación y desintegración.

A estas mezclas se les determina su octanaje, y se les agrega una serie de aditivos antes de venderlas al público.

¿Qué significa el octanaje en una gasolina?

Hace 50 años se llegó a descubrir que, de todos los compuestos que forman la gasolina, el heptano normal (un hidrocarburo con siete átomos de carbón formando una cadena lineal) es el que provoca la peor detonación. Por lo tanto se le asignó un valor de cero en la escala correspondiente.

El compuesto que detonaba menos era de ocho átomos de carbono, formando una cadena ramificada llamada iso-octano. Se le dio un valor de 100, y así nacieron los índices de octano u octanajes de las gasolinas.

Pero ¿cómo se determinan prácticamente los octanajes de las gasolinas?

Existen aparatos especiales para medir las detonaciones que provocan. El resultado se compara con mezclas de heptano e iso-octano hasta encontrar aquella que produzca un efecto semejante.

Así, por ejemplo, si cierta gasolina tiene características detonantes parecidas a las de una mezcla en 90% de iso-octano y 10% de heptano normal, entonces se le asigna un índice de octano de 90.

Se pueden hacer mezclas de gasolinas con índices de octano mayores que el del iso-octano puro, o sea hasta de 110. Esto se logra agregando a la mezcla de gasolina compuestos llamados antidetonantes. El compuesto de este tipo más común es el tetraetilo de plomo (TEP).

Este producto impide que la gasolina "explote" dentro de los cilindros del motor con demasiada rapidez. Además permite usar en las mezclas mayor cantidad de gasolina de menor calidad, como es la gasolina natural (40-60 octanos), y alcanzar de todos modos los octanajes requeridos por las gasolinas comerciales.

La cantidad óptima de tetraetilo de plomo que se usa en las mezclas de gasolinas es de 0,78 mililitros por cada litro. No vale la pena agregar concentraciones mayores a las antes mencionadas, pues el exceso perjudica a las mezclas.

El tetraetilo de plomo sube más el octanaje de las mezclas cuando éstas contienen mayor cantidad de hidrocarburos ramificados, por ejemplo las gasolinas de la isomerizadora y los de la alquiladora.

Sin embargo, cuando las mezclas tienen un alto contenido de olefinas, como las de la polimerizadora, o tienen demasiados compuestos de azufre, la susceptibilidad al tetraetilo de plomo disminuye. Es decir, que aunque se agregue la misma cantidad de TEP, el índice de octano subirá menos que en el caso anterior.

Las gasolinas con plomo, como se les llama a aquellas que contienen TEP, resultan más baratas que las que no lo llevan. Esto se debe a que el contenido de gasolina natural (más barata) es mayor en este caso. Además, 0,78 mililitros por cada litro de TEP consiguen en algunos casos elevar el octanaje de las gasolinas hasta en 20 octanos.

Así por ejemplo, si tenemos una mezcla de gasolina con un índice de octano de 60, al agregarle el TEP puede llegar a tener un octanaje de 80. Si la mezcla original tenía 90 de octano, con el aditivo puede subir hasta 110.

A partir de los años 70, el uso de compuestos de plomo en las gasolinas tenía dos razones: la primera era la comentada de alcanzar el octanaje requerido por los motores con mayor relación de compresión y la segunda la de proteger los motores contra el fenómeno denominado “Recesión del Asiento de las Válvulas de Escape”, junto a la labor lubricante que el plomo ejerce en la parte alta del cilindro (pistón, camisa, segmentos y asientos de válvula).

Desgraciadamente, si bien este fabuloso aditivo es muy bueno para los automóviles y para nuestros bolsillos, no lo es para nuestra salud.

El principal problema que se presenta con el uso del TEP como antidetonante estriba en el hecho de que el plomo se elimina con los gases de combustión que salen por el escape de los automóviles, causando un problema grave de contaminación ambiental debido a su toxicidad.

En los años 70, ante los graves problemas de deterioro ambiental y su impacto sobre los seres humanos, los gobiernos de los países iniciaron una serie de acciones para detener y prevenir esta problemática ambiental. Se impusieron leyes a fin de reducir paulatinamente el uso de aditivos con plomo y manganeso de las gasolinas.

Las empresas petroleras se vieron obligadas a desarrollar nuevas gasolinas de mayor octanaje sin plomo o manganeso. Por otro lado, los fabricantes de motores tuvieron que empezar a utilizar materiales más resistentes que no dependiesen de la lubricación del plomo para su mejor conservación (en concreto, la mejora de la resistencia de los asientos de las válvulas).

Además, para reducir las emisiones de NOx y de CO a la atmósfera, se empezaron a utilizar catalizadores que se destruyen rápida e irremediablemente con el plomo, haciéndolos incompatibles con este.

Pero ¿por qué tiene que costar más cara la gasolina sin plomo? Por la simple y sencilla razón de que si queremos subirle el octanaje a una mezcla de gasolina que tiene 60 de octano, y que es inadecuada para los automóviles, la única forma de lograrlo con los medios hasta ahora aceptados es aumentar la concentración de hidrocarburos

aromáticos, tales como el benceno, tolueno, xilenos, provenientes de la reformadora, y agregar más gasolina de los otros procesos antes mencionados.

Otra manera de ayudar a subir el octanaje de las gasolinas es agregándoles butano, un hidrocarburo con cuatro átomos de carbono. Este producto es gaseoso y suele mezclarse con la gasolina en el invierno para facilitar el arranque en frío de los motores.

Esta solución resulta muy conveniente, pues debido a las temperaturas bajas registradas durante el invierno, es muy fácil mantener disuelto este gas.

Durante los otros meses del año la concentración de butano en las mezclas de gasolina es menor y dependerá de la temperatura ambiente para mantenerse disuelta.

El hecho de que una gasolina no contenga TEP no significa que los automóviles que la usen no provocarán ninguna contaminación en el ambiente, pues el "smog" producido proviene principalmente de los hidrocarburos no quemados y del monóxido de carbono que salen del escape. La cantidad de éstos depende de las condiciones de los motores, pero aun contando con automóviles bien afinados y nuevos, éstos de todas maneras serán fuentes de contaminación, ya que el rendimiento termodinámico de los motores de combustión interna es sólo de 23%, lo que significa que menos del 25% de la energía producida se aprovecha para mover el vehículo.

### *Características de las naftas comerciales*

Las naftas que se venden al público debe de cumplir una serie de condiciones, unas para que el motor funcione bien y otras de tipo ambiental, ambas reguladas por ley en la mayoría de los países. La especificación más característica es el índice de octano (en inglés: MON, motor octane number, RON research octane number o el promedio de los anteriores que se llama PON pump octane number) que indica la resistencia que presenta el combustible a producir el fenómeno de la detonación.

El Índice de octano o, popularmente, octanaje, indica la presión y temperatura a la que puede ser sometido un combustible carburado mezclado con aire antes de auto-detonar al alcanzar su temperatura de ignición debido a la ley de los gases ideales. Hay distintos tipos de gasolinas comerciales, clasificadas en función de su número de octano.

### *Composiciones*

La nafta que se obtiene por un proceso llamado fluid catalytic cracking FCC (a veces denominada gasolina de FCC) de gasoil pesado, si no está refinada puede tener hasta 1000 ppm de azufre, tiene alrededor de un 40 % de aromáticos y 20 % de olefinas. Sus números de octano (MON/RON) están en torno a 80/93.

La nafta ligera isomerizada (isomerato) se obtiene a partir de la nafta ligera de destilación directa, mediante un proceso que usa catalizadores sólidos en base platino/aluminio o zeolíticos. Es un componente libre

de azufre, benceno, aromáticos y olefinas, con unos números de octano (MON/RON) en torno a 87/89.

La gasolina de pirólisis desbencenizada se obtiene como subproducto de la fabricación de etileno a partir de nafta ligera. Está compuesta aproximadamente por un 50 % de aromáticos (tolueno y xilenos) y un 50 % de olefinas (isobuteno, hexenos). Tiene en torno a 200 ppm de azufre. El benceno que contiene en origen suele ser purificado y vendido como materia prima petroquímica. Sus números de octano (MON/RON) están en torno a 85/105.

El alquilato se obtiene a partir de isobutano y butenos, mediante un proceso que usa catalizadores ácidos (bien ácido sulfúrico bien ácido fluorhídrico). Tampoco tiene azufre, benceno, aromáticos ni olefinas. Sus números de octano (MON/RON) están en torno a 94/95.

Comparaciones

| Combustible | Densidad de energía | Proporción estequiométrica de mezcla aire-combustible | Energía Específica | Calor de vaporización | RON | MON |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Gasolina y Biogasolina | 32 MJ/L | 14.6 | 2.9 MJ/kg air | 0.36 MJ/kg | 91-99 | 81-89 |
| Butanol | 29.2 MJ/L | 11.1 | 3.2 MJ/kg air | 0.43 MJ/kg | 96 | 78 |
| Etanol | 19.6 MJ/L | 9.0 | 3.0 MJ/kg air | 0.92 MJ/kg | 107 | 89 |
| Metanol | 16 MJ/L | 6.4 | 3.1 MJ/kg air | 1.2 MJ/kg | 106 | 92 |

## Diésel

Que es el diésel

El diésel es un combustible hidrocarburo (es decir que está compuesto por hidrogeno y carbono).Su color es blancuzco o verdoso y se obtiene principalmente del proceso de destilación atmosférica. Este combustible es utilizado principalmente en máquinas de combustión interna. Las que se caracterizan por transformar la energía química de un combustible en energía mecánica.

### *Proceso de obtención del diésel*

El primer proceso para la obtención del combustible diésel, es el proceso de destilación atmosférica del petróleo crudo, el cual tiene como finalidad separar el crudo en una gran variedad de productos. Este proceso se concreta en lo que se denomina como torre fraccionaria o unidad de topping, el proceso en si consiste en la vaporización y posterior condensación del crudo, se busca evaporar el crudo y que suba por la torre en la cual a medida que sube se va enfriando y a su vez condensándose en los diversos platos de la torre. En estos platos se depositan las fracciones del crudo según su peso molecular y su temperatura de ebullición ubicándose en la torre en el siguiente orden:

- Gas de refinería o full gas.
- Gas licuado del petróleo.
- Nafta ligera.
- Nafta pesada.
- Keroseno.
- Gas oíl ligero.
- Gas oíl pesado.
- Gas oíl atmosférico.
- Asfalto.
- Residuos atmosféricos.

De estos productos solo tres se pueden convertir en diésel mediante posteriores procesos.

### *Gas oíl ligero*

Este producto se considera como diésel una vez que ha sido sometido a un proceso de desulfuración o adulzamiento, en este proceso se busca reducir el contenido de azufre de este producto.

### *Gas oíl pesado*

Este producto se usa como carga en el proceso de hidrocraqueo, el cual consta de 2 faces, en la que se combina el craqueo catalítico y la hidrogenación, con lo cual se logra un combustible (diésel) de mejor calidad.

### *Residuos atmosféricos*

Se utiliza como materia prima en el proceso de destilación al vacío, el cual tiene como finalidad separar los sub productos sin craqueo. De este proceso se obtienen los siguientes productos que son utilizados para la obtención del diésel.

### *Gasoil ligero de vacío*

Este se envía como carga para el hidrocraqueo del cual se obtiene gasóleo.

### *Gas oíl pesado*

Este se envía al proceso de craqueo catalítico fluido del cual dentro de los productos obtenidos se encuentra el gasóleo que debe ser sometido a un hidrotratamiento antes de ser comercializado.

### *Asfalto*

Este se envía al craqueo térmico donde se obtiene varios productos dentro de los cuales se encuentra el gasóleo que debe pasar por un hidrotratamiento para su comercialización, también se obtiene gas oíl pesado que debe pasar por un craqueo catalítico y luego por un hidrotratamiento.

## Propiedades y características del diésel

### *Índice de cetano*

El cetano en el diésel es como el octanaje en la gasolina, este se encarga de medir la calidad de la ignición, capacidad antidetonante y es indicativo de la deficiencia de la combustión. Mientras mayor sea el número de cetano mas fácil se quema el combustible y de manera regular, generando mayor potencia. Si el cetano es demasiado alto el tiempo de retraso de la ignición aumenta y después se quema muy rápido. Y cuando es demasiado bajo da lugar a ruido excesivo, aumento de emisiones de humo y menor rendimiento del vehículo.

### *Azufre*

Este elemento se encuentra de forma natural en el petróleo y es considerado como un elemento contaminante de este y sus derivados, por lo cual se busca reducir la cantidad de azufre que contienen mediante procesos de desulfuración o hidrotratamiento dependiendo de la materia prima que se disponga. Mundialmente es una tendencia el reducir el contenido de azufre a un mínimo de 0.05 %en el diésel.

### *Densidad y viscosidad*

Generalmente las variaciones en la densidad y viscosidad del combustible se aprecian en variaciones en la potencia del motor y por lo tanto en las emisiones y consumos del mismo. Por lo general el diésel presenta una densidad por sobre los 850 kg/m3.
Lubricidad: esta tiene directa relación con el contenido de azufre del combustible ya que en la refinación del diésel al buscar eliminar azufre también se reducen los elementos lubricantes naturales del combustible los cuales son de gran importancia ya que cumplen la función de lubricar las partes móviles del motor ya que estas carecen de un sistema de lubricación externa.

### *Temperatura de ignición*

Es la temperatura a la cual una vez iniciada la llama esta no se extingue, en el diésel esta temperatura es mayor a 220 ° C.
Poder calorífico: es la cantidad de calor desprendido al quemar 1 kilogramo de combustible, en el diésel es de 8800 Kcal/kg.
Punto de inflamación: es la temperatura a la cual el combustible alcanza su límite inferior de inflamabilidad, en el diésel este punto es mayor a 55 ° C.

## Clasificación del diésel según su uso

### *Gasóleo A*

Se utiliza en motores de vehículos matriculados, el color es amarillento. Este tipo de diésel se utiliza en aparatos matriculados que circulan por vías y terreno públicos, este tipo de combustible también es utilizado por embarcaciones y aeronaves.

### *Gasóleo B*

Este gasóleo se usa principalmente en maquinaria agrícola (tractores). Y aquellos motores de vehículos que no han sido autorizados para circular por vías y terrenos públicos (sin permiso de circulación o matricula). Este tipo de diésel puede ser utilizado para la aviación, la navegación. El gasóleo B tiene un tipo de impositivo reducido o sea que es más barato que el gasóleo A. El gasóleo B es igual al gasóleo A en su composición, se diferencian que el gasóleo B lleva un colorante.

### *Gasóleo C*

El uso de este está destinado principalmente a la calefacción y en motores de uso industrial. Se identifica por un color azulado.

Gasóleo según su contenido de azufre

- Gasóleo normal: este presenta un contenido de azufre de hasta los 350 ppm.
- Gasóleo de bajo contenido de azufre: este contiene hasta 50 ppm.
- Gasóleo de ultra bajo contenido de azufre: este tiene hasta 15 ppm.
- Gasóleo sin azufre: tiene un contenido inferior a 10 ppm.

Ventajas

- Es más barato que la gasolina.
- Aporta la suficiente energía para mover grandes maquinas.
- Es más abundante.
- Ayuda al motor a tener más vida útil ya que requiere menos mantenimiento.

Desventajas

- Vence rápidamente, entre 18 y 24 meses ( mucho menos tiempo que otros combustibles ).
- Su almacenamiento requiere de grandes tanques y la instalación de estos encarase los costos.

# Mercado de subproductos

## Gas

El gas natural es una mezcla de gases entre los que se encuentra en mayor proporción el metano. La proporción en la que se encuentra este compuesto es del 75% al 95% del volumen total de la mezcla. El resto de los componentes son etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio y argón.

| Componente | Fórmula | Gas No Asociado | Gas Asociado |
|---|---|---|---|
| Metano | CH4 | 95-98 % | 60-80 % |
| Etano | C2 H6 | 1-3 % | 10-20 % |
| Propano | C3 H8 | 0.5-1 % | 5-12 % |
| Butano | C4 H10 | 0.2-0.5 % | 2-5 % |
| Pentano | C5 H12 | 0.2-0.5 % | 1-3 % |
| Dióxido de carbono | CO2 | 0-8 % | 0-8 % |
| Nitrógeno | N2 | 0-5 % | 0-5 % |
| Ácido sulfhídrico | H2S | 0-5 % | 0-5 % |
| Otros | A, He, Ne, Xe | trazas | trazas |

El desarrollo del empleo del gas natural se ha realizado con posterioridad al uso del petróleo. El gas natural que aparecía en casi todos los yacimientos petrolíferos se quemaba como un residuo más. A pesar de su enorme poder calorífico no se podía aprovechar, por los grandes problemas que planteaban su almacenamiento y transporte.

La necesidad de encontrar nuevas fuentes de energía, la puesta a punto de las técnicas de licuefacción de gas y procedimientos de soldadura de tuberías para resistir grandes presiones, han hecho posible la utilización de todos estos recursos energéticos.

### *Utilización del gas natural*

a. Como combustible doméstico e industrial: tiene un gran poder calorífico. Su combustión es regulable y produce escasa contaminación. Incluso la producción de CO2 es poco mayor de la mitad de la producida por los restantes combustibles fósiles.
b. Como materia prima en la industria petroquímica para la obtención de amoníaco, metanol, etileno, butadieno y propileno.

### *Los derivados del gas natural*

- ✓ Benceno
- ✓ Ácido acético
- ✓ Acrilonitrilo
- ✓ Desinfectante

- ✓ Plásticos
- ✓ Metanol
- ✓ Hidrógenos
- ✓ Neumáticos
- ✓ Anhídrido Sulfuroso
- ✓ Polímeros
- ✓ Fertilizantes
- ✓ Explosivos
- ✓ Ácido Nítrico

El gas natural constituye la tercera fuente de energía, después del petróleo y el carbón

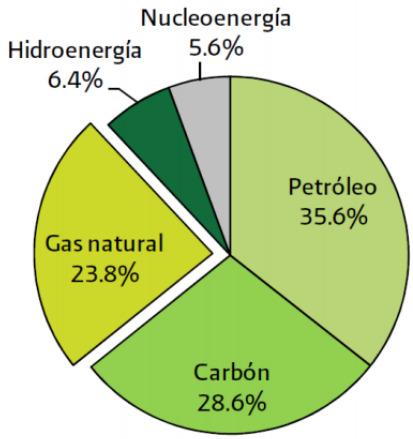



Figura 76. Fuentes de energía

## *La revolución a medias del gas natural*

El combustible fósil se postula como la energía de transición entre el carbón y las renovables para reducir la contaminación, pero la falta de datos fiables del metano que emite genera recelo sobre su viabilidad ante los ecologistas.

La reciente demanda de 14 Estados norteamericanos contra la Agencia de Protección Medioambiental (EPA, en inglés) de su propio país por ignorar la obligación legal de controlar las emisiones de metano en la industria energética trasciende las fronteras estadounidenses y aviva el ya acalorado debate entre los defensores y detractores del papel del gas natural como la mejor alternativa para la descarbonización y, por ende, para luchar contra el calentamiento global. El gas contamina menos que el carbón, es cierto, pero sigue siendo un combustible fósil y emite importantes dosis de metano a lo largo de todo su recorrido vital, desde que se extrae hasta que se quema.

En el último decenio, sobre todo, el uso del gas natural se ha convertido en la bandera de muchas industrias, Gobiernos y expertos para hacer frente a la creciente demanda de energía en el mundo y, al mismo tiempo, reducir las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera durante la etapa de transición hacia un mundo

mayoritariamente impulsado por energías limpias y renovables. Sin embargo, las agencias y grupos medioambientales siempre han temido que tanto entusiasmo por el gas acabe retrasando la expansión de energías como la solar o eólica. Y hoy, observando el indisimulado desprecio del presidente Donald Trump por las políticas de protección medioambiental, esos temores parecen más fundados. EE UU es el mayor productor de gas del mundo y estará en el podio de los mayores exportadores en los próximos 20 años, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

El gas natural está en auge en todo el planeta. La demanda global aumentará en los próximos cinco años un 1,6% anual y China absorberá casi la mitad de ese incremento. Las cinco grandes petroleras del mundo occidental (ExxonMobil, Chevron, Shell, BP, Total) están apostando por el gas natural para compensar en el futuro el más que probable decrecimiento de las ventas de petróleo. Como ha dicho en varias oportunidades el presidente de la francesa Total, Patrick Pouyanné, “en 35 años la empresa producirá y distribuirá más gas que petróleo”. La industria ha sido testigo de grandes operaciones de compra o fusión de compañías, sobre todo de medianas y pequeñas del fulgurante negocio del gas de esquisto en EE UU. Gracias a estas explotaciones y la carrera por producir cada vez más gas licuado, el mercado hierve, tanto desde el punto de vista de volumen de intercambios como del potencial uso del carburante. Todos estos movimientos, toda esta carrera por el gas se produce casi en el mismo momento en que el máximo responsable de la EPA, Scott Pruitt —uno de los funcionarios más cuestionados de la Administración de Trump—, no para de anunciar medidas para rebajar los controles ambientales aprobados en los últimos ochos años. Y esto ha puesto aún más en alerta a los ecologistas.

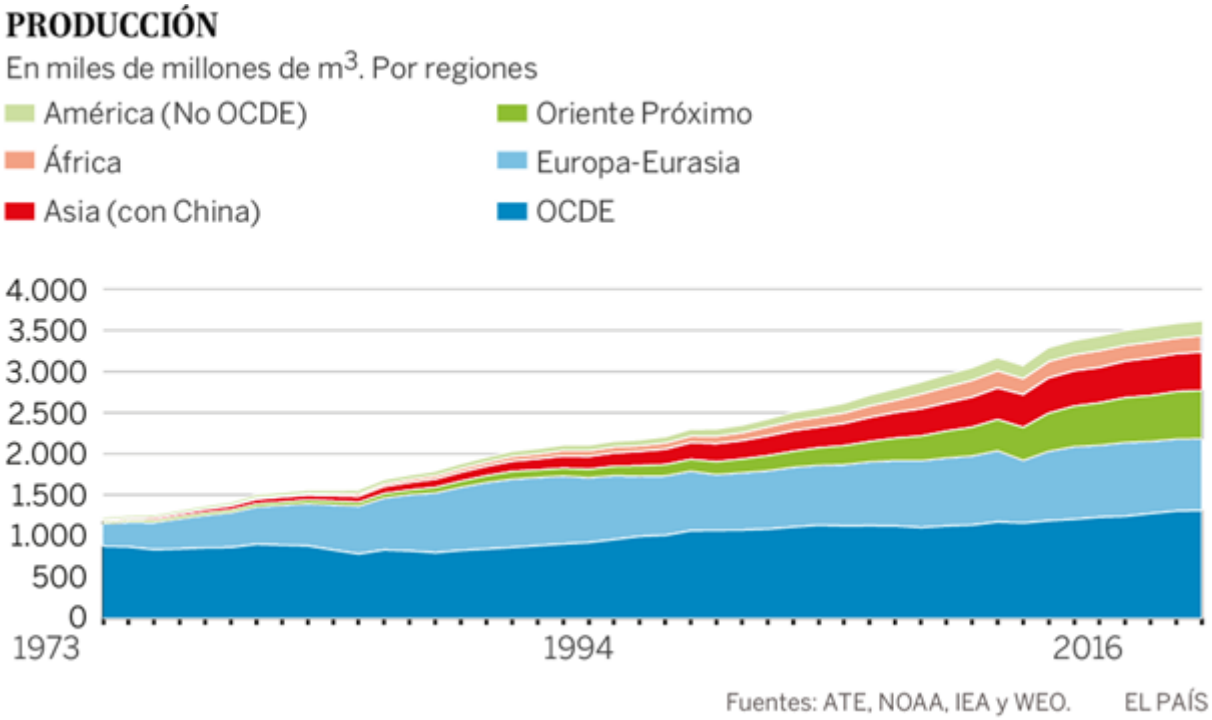



Figura 77. Producción de gas por regiones.

El gas natural es en sí mismo sobre todo metano, y cuando éste escapa a la atmósfera es un potente generador del efecto invernadero, mucho más que el dióxido de carbono. La diferencia fundamental es que se disuelve más rápido. Un estudio de la revista de la Academia Nacional de Ciencias de EE UU (PNAS), citado en innumerables artículos sobre el tema, cifra en un 6% el porcentaje de fuga de metano de la cadena de producción del gas, con lo que una planta de producción eléctrica de gas contribuiría más al calentamiento global que una de carbón durante los primeros 25 años de operaciones. Tras ese tiempo, gracias a la velocidad de desaparición del metano, la de gas natural contaminaría mucho menos. Otras mediciones, como la de la propia agencia medioambiental estadounidense, rebajan esas fugas en la cadena de valor del gas al 3%, con lo que el impacto del gas es aún menos dañino.

“Si lo miramos a corto plazo, es verdad que el metano es la gran desventaja del gas natural. Atrapa en un año más calor en la atmósfera que el carbón, pero a los 13 o 14 años se ha disuelto, mientras que el dióxido de carbono tardará 1.000 años en hacerlo. Pero la industria está haciendo muchos esfuerzos para reducir esta desventaja, y a medio y largo plazo el gas será el gran compañero de las renovables en el mix de fuentes energéticas. Es clave para cumplir los acuerdos de París, y con una tecnología cada vez más eficiente se reducirán tanto los efectos dañinos del gas como de su precio, lo que es clave para extender su consumo a países con menos recursos”, explica Lluís Bertrán Rafecas, secretario general de la Unión Internacional del Gas (IGU, en inglés) y director de Planificación y Servicios Minoristas de Gas Natural Fenosa (GNF).

Aparte de la cuestión medioambiental, otro punto clave para el papel del gas como energía de transición es el precio. El combustible debe ser competitivo desde el punto de vista del que lo extrae y lo exporta, y asequible para el que lo consuma. “Muy pocos países fuera de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), el club de los ricos, pueden pagar entre cinco y ocho dólares por millón de unidades termales británicas (MMbtu) que se calcula que son necesarios para la viabilidad de los nuevos proyectos gasíferos”, señala Jonathan Stern, también experto del Oxford Institute of Energy Studies, en su trabajo Challenges to the Future of Gas: unburnable or unaffordable? Un coste muy por debajo o muy por encima de estas cifras amenaza tanto con frenar la oferta como la demanda. Excepto China o India, que por la acuciante necesidad de reemplazar sus centrales de carbón por las de gas accedan a pagar precios mayores, los demás países en desarrollo serán reacios a aumentar la factura. Por otra parte, en las naciones ricas, la expansión de las energías renovables y el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía producida por estas fuentes limpias haría menos apetecible el consumo de gas, tal vez condenado a ser usado durante las intermitencias propias de las energías renovables. Desde 2009 y hasta hoy el precio medio anual del gas se ha mantenido por debajo de los cinco dólares por millón de BTU e incluso menos en los últimos años, lo que ha acentuado el apetito del consumo.

Añadido a esto, el mercado del gas natural evoluciona rápidamente hacia un sistema donde la cotización es cada vez más independiente de los avatares del barril de

petróleo, lo que permite a los precios del gas permanecer en unos niveles más bajos aun en situaciones como las de ahora, donde el crudo se está encareciendo. A esto se añade el auge del gas natural licuado (GNL), que está generando un amplio mercado que permite a más países diversificar sus fuentes de energía sin tener acceso a un oleoducto. Incluso la estructura de los contratos de suministro de GNL es cada vez más flexible, como lo demuestran los informes de la AIE, de modo que pueden adaptarse rápidamente a la evolución de los precios y a las necesidades de compradores y vendedores.

El consenso general es que la energía atraviesa a escala mundial un periodo de transición entre los hidrocarburos y las energías renovables y nadie puede a ciencia cierta decir cuánto tiempo durará este pasaje hacia un planeta más limpio. Mientras tanto, la población aumenta, la economía necesita más energía y muchos países no pueden o no están dispuestos a prescindir de la noche a la mañana del carbón. En este periodo, el gas natural emerge como un puente para dejar atrás el uso intensivo del carbón y el petróleo. “Sin embargo, no se debe olvidar el hecho de que el gas también contribuye al calentamiento global y sin un mayor apoyo a las renovables, no solo en generación, sino también en mecanismos de almacenamiento de energía, no habrá un futuro con bajas emisiones de carbono”, dice Ramón Álvarez, científico del Environment Defense Fund (EDF), un organismo de EE UU con más de 50 años de historia y que en 2021 tiene previsto lanzar un satélite para medir las emisiones globales de metano. Estos datos serán determinantes para saber si el gas seguirá siendo una energía viable más allá de un periodo de transición que los expertos, de momento, alargan hasta 2040.

### *Proyecciones del mercado del gas*

- Gas Residual o Pobre. Compuesto por metano básicamente y en algunos casos cuando no interesa el etano, habrá porcentajes apreciables de éste.
- Gases Licuados del Petróleo (LPG). Compuestos por C3 y C4; pueden ser compuestos de un alto grado de pureza (propano y butano principalmente) o mezclas de estos.
- Líquidos del Gas Natural (NGL). Es la fracción del gas natural compuesta por pentanos y componentes más pesados; conocida también como gasolina natural.

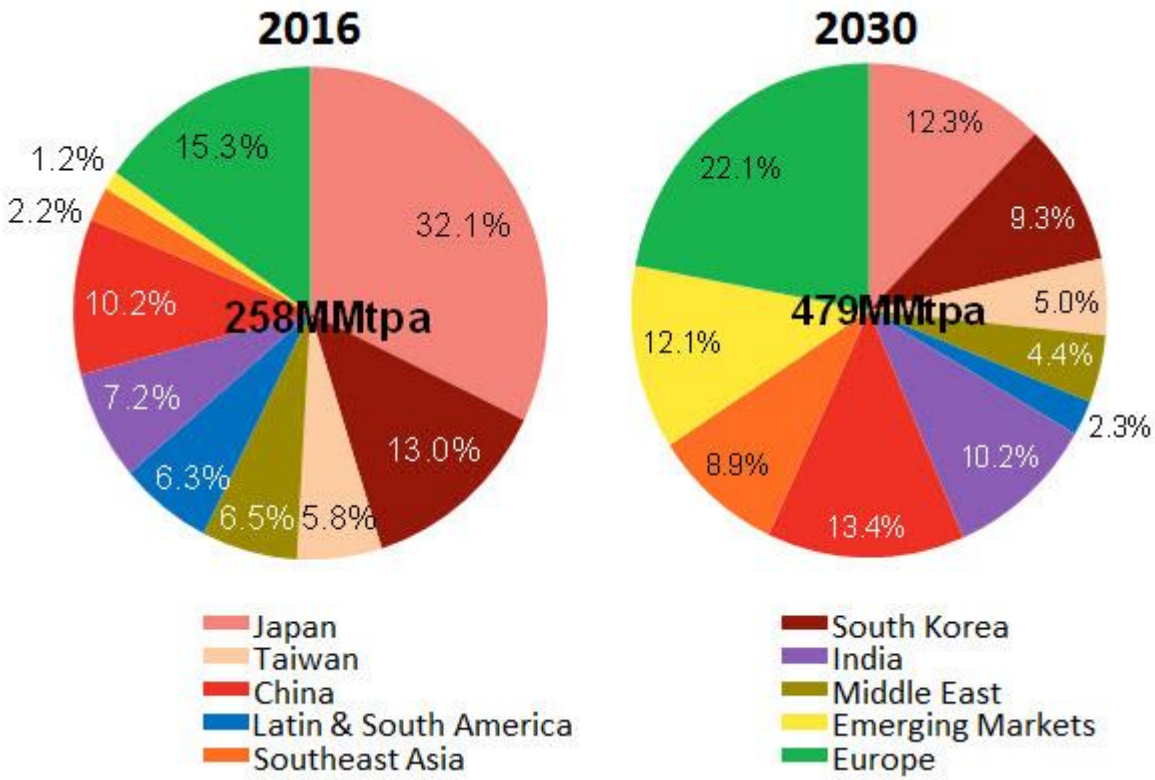



Figura 78. Proyecciones de producción de gas natural licuado por regiones.

BNEF estima que la demanda de Gas Natural Licuado (LNG, por sus siglas en inglés) crecerá a 280MMtpa este año y a 479MMtpa para 2030. Sin embargo, nuevos proyectos en Estados Unidos y Australia podrían llevar a una sobrecapacidad de suministro hacia 2024.

Las importaciones de gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés) marcarán un nuevo récord este año gracias a un sólido crecimiento del 8.8%, el mayor desde 2011, de acuerdo un nuevo reporte publicado el día de hoy. Este aumento se debe a la incertidumbre sobre la generación de energía nuclear en el noreste de Asia, las reformas del mercado de energía y las preocupaciones sobre la contaminación atmosférica en China, y a una mayor capacidad en las principales regiones exportadoras. Sin tomar en cuenta otros factores negativos como la tensión entre Qatar y Arabia Saudita, las demandas de restricción a las exportaciones en el este de Australia y la caída de la demanda en América Latina.

Ashish Sethia, Jefe Global de análisis LNG dijo: “Asia seguirá siendo el centro de gravedad de la demanda mundial de gas natural, importando más del 70% del combustible hasta 2030. Sin embargo, a partir de 2025, China, junto con India y la región del Sudeste Asiático importarán más gas natural que Japón, Corea y Taiwán combinados”.

El informe destaca que el gas natural seguirá llegando a nuevos mercados a medida que los precios se mantengan a la baja, mientras que el almacenamiento flotante y la

tecnología de regasificación facilitan a los nuevos países la creación de infraestructura de importación de bajo costo.

"Para 2022, el 20% de la capacidad global de importación de gas natural provendrá de terminales flotantes de almacenamiento y regasificación, que pueden ser desplegadas con mayor rapidez. Esto ayudará a desbloquear la demanda en muchos mercados nuevos ", comentó Maggie Kuang, Jefe de Análisis del Gas Natural en Asia Pacífico y principal autor del informe.

Se espera que las importaciones europeas de gas natural se expandan en el largo plazo y superen los 100MMtpa para el 2030.

"Las importaciones europeas de gas natural se duplicarán a finales de 2020, ya que la caída en la producción dentro de Europa abre oportunidades para las exportaciones en gasoductos y gas natural rusas", declaró John Twomey, Jefe de análisis de gas en Europa.

No se prevé que el crecimiento sostenido de la demanda resulte en una subida de los precios, ya que el pronóstico para la oferta de gas natural es superior hasta 2024, impulsada por una fuerte expansión de la capacidad de exportación en Estados Unidos y Australia.

Los mercados emergentes incluyen Pakistán, Bangladesh y otros países de Asia meridional, América Latina y África.

## Petróleo

En nuestro imaginario colectivo, los productos derivados del petróleo pueden ser unos elementos muy abstractos. Es decir, la mayoría de nosotros sabemos que se utilizan en su mayoría como combustibles para dotar de energía a nuestras máquinas de uso diario, ignorando los cientos de usos y derivados que provienen de su explotación, consiguiendo la fabricación de artículos que son tan habituales y cotidianos que a más de uno podrían sorprender.

El petróleo crudo no posee un uso práctico, pero es una materia prima orgánica de gran valor que se utilizó desde los inicios de la humanidad, con el tiempo ha demostrado alto potencial para convertirse en una infinidad de productos y su utilización y explotación se ha ido puliendo con el paso del tiempo.

### *Los productos que provienen del petróleo y sus usos*

- Gasolina y naftas: La gasolina es la principal fuente de energía que utilizan los vehículos de combustión interna en el planeta, como es el caso de motos, tractores y automóviles propiamente.

- Keroseno: Este líquido transparente que se obtiene de la destilación de petróleo tiene múltiples y diferentes utilidades: como disolvente, para uso en la calefacción doméstica, para uso en motores a reacción y turbinas de gas e incluso, antiguamente se utilizaba como fuente de energía en aparatos de iluminación.

- Gasóleos: Mejor conocidos como Gasoil o Diésel, estos son muy utilizados por camiones y el transporte público por su costo inferior al de la gasolina.

- Fuelóleo: Qué es uno de los combustibles más pesados, es muy utilizado como combustible en plantas de energía eléctrica, en calderas y hornos a gas, así como también en buques y embarcaciones marítimas.

- Bencina o éter de petróleo: Es una materia prima muy utilizada para la fabricación de ciertos disolventes y además como el diluyente para tintas, ceras, betún, y productos industriales y/o de limpieza.
- Gases del petróleo: Entre los que se destacan el gas butano y propano, siendo el ejemplo más ilustrativo, la bombona que utilizamos para la cocina o calefacción, compuesta de gas butano, un tipo de gas licuado derivado del petróleo.

Entre otros derivados del petróleo que se destacan por su uso cotidiano, podemos destacar:

- Aceites: Utilizados como lubricantes y grasas.
- El asfalto: Que comúnmente conocemos por su presencia en el suelo de calles, autopistas y cualquier tipo de estructura superficial de uso público. En algunos sectores industriales es utilizado además como material sellante.

- Aditivos: De uso frecuente en motores de automóviles y maquinaria industrial.

Otra vía para que el petróleo y sus derivados lleguen a nuestra vida cotidiana, radica en la petroquímica, que a grandes rasgos implica la conversión de estos hidrocarburos en productos químicos que luego serán utilizados como materia prima para fabricar los siguientes elementos:

- Plásticos: Con los cuales se fabrican juguetes, botellas, artículos de cocina, envases, bolsas y miles de otros tantos productos que utilizan el polietileno como principal material y alquilbenceno.
- Telas sintéticas: Las cuales sustituyen a la lana y el algodón.
- Cauchos, gomas y látex.
- Vaselinas para uso personal.
- Pinturas, recubrimientos e impermeabilizantes: Siendo su principal componente el ácido naftecinco
- Jabones, cosméticos, perfume y tintes.
- Lubricantes para motor.
- Detergentes y pluguicidas: Para artículos del hogar, siendo su principal elemento el alquilbenceno.
- Ceras parafínicas: suelen emplearse para la producción de ceras para la limpieza doméstica y para la fabricación de papel parafinado.

## *Mercado del petróleo*

La principal fuente de energía del planeta no tiene un precio absoluto, sino que se negocia como un commodity, como una materia prima. Un precio determinado por la oferta y la demanda global, en donde la OPEP tiene una influencia significativa al controlar casi el 73% de las reservas mundiales y producir el 43% del petróleo total del mundo.

El precio del petróleo toma como referencia el precio del barril (casi 159 litros) de las mezclas de petróleo crudo más comunes existentes en el mundo: el Brent, el West Texas Intermediate (WTI), el Dubái o el OPEP. Dichos precios “dependen de la calidad del petróleo y el área geográfica de producción, que determina la seguridad de suministro así como el coste de transporte”[1]. Los más importantes son el WTI y el Brent, pues “por sus propiedades físicas y químicas, son usados como indicadores principales en la formación de los precios respecto a los demás crudos”[2]. Un precio

del barril que toma en cuenta además el coste de almacenamiento, las variables macroeconómicas, los factores climáticos, las dinámicas geopolíticas…
Como explica la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA), el precio del petróleo "está determinado por la oferta y la demanda global" y en ese juego de equilibrio, "la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) puede tener una influencia significativa sobre los precios (…) Juntos, estos países controlan aproximadamente el 73% de las reservas mundiales de petróleo probado total, y producen el 43% del petróleo total del mundo".
Con todos estos factores en juego, cada productor o conglomerado de productores de petróleo establecen los precios de referencia. A partir de este precio, comienza el juego de comprar y vender en los mercados regulados y los mercados OTC (over the counter), en donde la variación del precio de referencia "determina el margen que pueden obtener los traders [y brokers] o compañías comercializadoras".

Elementos fundamentales del mercado del petróleo

En el mercado mundial del petróleo participan diferentes actores que se resume en:

- Países productores de petróleo o refinerías con excedentes.
- Traders, que compran y venden asumiendo riesgos pero sin capacidad física de utilización.
- Brokers, que ponen en contacto a compradores y vendedores, sin tomar riesgos sobre la mercancía y, a cambio, cobran una comisión.
- Compradores, bien sean refinerías o consumidores finales como industrias, proveedores de servicios o particulares.

Luego hay cuatro lugares donde realizar estas compraventas:

- El mercado físico.
- El mercado forward.
- El mercado de futuros.
- El mercado de derivados u opciones.

El mercado físico, como su nombre indica, es donde se vende o compra el producto físico (los cargamentos de crudo) con transacciones spot (al contado y entrega inmediata) o bajo contrato (a plazo). "Hoy en día el mercado spot de crudo representa el 30% del mercado mundial y el precio spot influencia el 80% de los volúmenes intercambiados", señala un estudio de la Universidad de Los Andes en Venezuela, uno de los 15 países con mayor producción de crudo del mundo.
Luego está el mercado Forward, con la siguiente dinámica: se venden o compran cargamentos de petróleo en cantidades y términos contractuales estandarizados, para entrega física o no, en un mes futuro, a un precio fijo determinado.
En el mercado de futuros las transacciones de este tipo de contratos se realizan "en mercados organizados (como el NYMEX - New York Mercantile Exchange o ICE - International Petroleum Exchange de Londres, los más importantes del mundo), que

establecen unas condiciones de precios (forward price), cantidades, lugares de pago y entrega en una fecha posterior a la negociación".
Un contrato futuro realmente es una cobertura frente "al riesgo en el comportamiento de los precios del commodity, la liquidez del mercado y los cambios en la inflación".
Aquí entran las posiciones cortas (de quien vende) o largas (de quien compra), donde vendedor o comprador "quieren protegerse de una suba o una baja de los precios".
Pero resulta interesante descubrir que en el mercado de futuros hay una serie de excepciones a la lógica dinámica de la compraventa. Para empezar, lo normal sería que el precio de un futuro fuese mayor que uno pagado al contado y al momento; el mercado que sigue esta máxima se llama 'mercado contango o carrying charge'. Pero, ¿y si se da el caso de que el precio del petróleo es más barato a futuro que pagado al momento a pesar de los costes de almacenamiento, por ejemplo? Esta situación se llama 'backwardation o inverted market' y sucede cuando se quiere "utilizar el almacenamiento de bienes para balancear demanda y oferta, se realiza cuando hay una temporánea escasez de oferta y cuando los compradores buscan asegurar las provisiones de crudo y los productores deciden no aumentar la oferta reduciendo los inventarios".
Por último, nos encontramos con un cuarto escenario: el mercado de los Derivados u Opciones, más complejo y sofisticado "que suele utilizarse en aquellos casos en los que no existe un mercado de futuros directamente ligado a un producto determinado (por ej. fuelóleo para búnker marino ligado a crudo de petróleo Brent o queroseno de aviación ligado a gasóleo), o cuando el mercado donde se realiza la adquisición no tiene suficiente liquidez para realizar una operación de compraventa en sentido contrario".

En Argentina
Las exportaciones de petróleo crudo representan el 40% de la producción. De los aproximadamente 20 millones de metros cúbicos que se venden al exterior, el 35% se destina al Brasil, generando ingresos por un monto aproximado de 800 millones de dólares.
Las provincias productoras más importantes son Neuquén, Santa Cruz, Chubut y Mendoza. Las principales exportadoras son Santa Cruz, Neuquén y Chubut.
El menor nivel de actividad en el Brasil podría incidir en las importaciones de petróleo; no obstante, las mismas constituyen insumos industriales y recursos energéticos de difícil sustitución. A esto debe añadirse que Argentina está favorecida por la existencia de un derecho de importación del 14% aplicado a países extrazona.
Sin embargo, y aunque las exportaciones de crudo a Brasil llegaran a reducirse significativamente, las mismas podrían derivarse a otros mercados.
Las exportaciones de derivados del petróleo son aproximadamente el 8% de la producción de las cuales el 35% (U$S 300 millones) se dirigen al Brasil. En consecuencia, su importancia es notoriamente menor a la del petróleo crudo.
La producción y exportación de derivados del petróleo se localiza principalmente en las provincias de Buenos Aires, Mendoza, Santa Fe, Neuquén y Salta.

En el caso de los derivados del petróleo el escenario es similar al del petróleo crudo. En efecto, ante una caída en las ventas a Brasil se cuenta con mercados alternativos para colocar la producción.
Por las razones expuestas, no se espera un impacto significativo de la recesión brasileña sobre la producción nacional de petróleo y derivados. El principal problema del sector es la fuerte caida del precio internacional del petróleo crudo. Situación que se ha revertido durante los últimos meses.

# Bibliografía y links de interés

http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf

https://www.abc.es/motor/reportajes/abci-donde-viene-diesel-y-gasolina-201809070118_noticia.html

http://www.petroleo.com/

www.ucm.es/info/paleo/docencia/proc_geo.htm

http://elpetroleo.aop.es/indexelpetroleo.asp#

http://www.satimagingcorp.es/svc/oil-exploration.html

Offshore Oil Exploration & Indian Industry

Introducción al mundo del petróleo – Total

Introducción al yacimiento – Total

Pozo activado  por bombeo – Total

Licuefacción- Total

Destilación- Total

Desgasolinaje- Total

Pozo activado por gas lift- Total

Almacenamiento y terminales – Total

Separador- Total

Separadores- Total

Fuel gas- Total

Tesis: Perforación en la industria petrolera. Escuela superior de ingeniería química e industrias extractivas.

El gas natural licuado. Asociación de distribuidores de gas natural.

El gas en Europa y el mundo. Sedigas.

BP Statistical Review of world Energy 67th edition.

# ÍNDICE

Introducción al petróleo ..... 1
Estructura del petróleo ..... 2
Configuraciones típicas de los hidrocarburos ..... 3
Origen del petróleo ..... 8
Prospección geológica ..... 9
Campo de estudio de la prospección geológica ..... 10
Métodos de prospección ..... 10
Exploración ..... 16
Introducción ..... 17
Yacimiento de petróleo ..... 17
Producción ..... 25
El equipo de perforación ..... 26
Diseño de la perforación de pozo ..... 26
Selección del equipo de perforación ..... 27
Equipos que componen un pozo ..... 28
Tipos de pozos ..... 31
Clasificación de los pozos ..... 32
Métodos de producción ..... 33
Métodos convencionales ..... 34
Métodos no convencionales ..... 36
Métodos de control del yacimiento ..... 40
Recuperación asistida o recuperación mejorada. ..... 41
Procesos de recuperación mejorada por inyección de mezclas de aditivos químicos. ..... 44
Recuperación secundaria ..... 46
Tratamiento de los fluidos de producción ..... 50
Separación de Gas, Petróleo y Agua ..... 51
Proceso de separación ..... 55
Almacenamiento ..... 59
Almacenamiento de GLN ..... 63
Transporte ..... 64
Gasoductos, oleoductos y medios de impulsión ..... 65
Sistemas de impulsión ..... 72

Gas ..... 72
Petróleo ..... 74
Medios de transporte del Petróleo ..... 79
Trenes ..... 89
COMERCIALIZACIÓN ..... 94
Panorama internacional ..... 95
Consumo de gas natural ..... 95
Petróleo ..... 109
Industrialización ..... 117
Industrialización del gas ..... 118
Métodos de extracción de los condensados ..... 120
Industrialización del petróleo ..... 127
Cracking ..... 133
COMPOSICIÓN DE ALGUNOS CATALIZADORES ..... 142
VARIABLES DE PROCESO ..... 145
Fabricación de gasolina ..... 147
Diésel ..... 155
Propiedades y características del diésel ..... 157
Clasificación del diésel según su uso ..... 157
Mercado de subproductos ..... 159
Gas ..... 160
Petróleo ..... 166
Bibliografía y links de interés ..... 174