

→

Estimado lector:

Esta nueva edición viene a seguir con una larga secuencia que se inició en 1977 con el entonces Instituto Argentino del Petróleo (IAP), quien publicara una primera versión de este libro que luego se actualizara en la edición de 1996 con el nombre ya de *El abecé del Petróleo y del Gas* publicado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), continuador del IAP.

El esfuerzo realizado para concretar esta edición actualizada de *El abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina* ha sido posible gracias al importante apoyo de un grupo de empresas socias y a la desinteresada colaboración que destacados profesionales socios de nuestro Instituto nos han brindado para revisar y actualizar el contenido, permitiendo así que el lector cuente con un libro que incluye las últimas novedades de cada uno de los temas tratados.

Desde sus comienzos la industria del petróleo ha sido poco conocida y difundida, por lo que el IAPG ha sentido la necesidad de dirigirse a estudiantes, periodistas, maestros, profesionales, funcionarios del gobierno federal, provincial y municipal, y público en general, para intentar esclarecerla en todos sus aspectos. Dada la escasez de este tipo de publicaciones en castellano, es posible suponer que también sea de interés para todos los hispanohablantes, aunque está especialmente dirigida al lector argentino, el destinatario natural del IAPG.

Confiamos que los lectores de este libro encuentren en él información que les resulte de utilidad, y que podamos dar a conocer los fundamentos de una industria ya centenaria en nuestro país, que ha contribuido por medio del esfuerzo de miles de hombres y mujeres al desarrollo de la Argentina.

Buenos Aires, Febrero de 2009



01



La industria del petróleo y del gas

01 | La industria del petróleo y del gas

→

Las 20 mayores compañías petroleras mundiales

| | |
|----|--------------------------|
| 1 | Exxon Mobil |
| 2 | Royal Dutch Shell |
| 3 | BP |
| 4 | Chevron |
| 5 | Total |
| 6 | ConocoPhillips |
| 7 | Sinopec |
| 8 | China National Petroleum |
| 9 | ENI |
| 10 | Pemex |
| 11 | Gazprom |
| 12 | Valero Energy |
| 13 | Statoil |
| 14 | Petrobras |
| 15 | Lukoil |
| 16 | Repsol YPF |
| 17 | Petronas |
| 18 | Marathon Oil |
| 19 | Indian Oil |
| 20 | Nippon Oil |

Fuente: *Fortune Global 500*, 2008, publicado por CNN Money.

El **petróleo** es el *commodity* de mayor comercio en los mercados del mundo. La utilización del **gas natural** como combustible está expandiéndose en forma acelerada desde que se ha resuelto el problema de su transporte.

El hombre moderno acepta como natural la continua disponibilidad de petróleo y gas, y los beneficios que de ellos resultan, sin estar al tanto de la complejidad política, económica e histórica de una industria tan particular y diferente de las demás. Ella se caracteriza por ser la mayor industria extractiva, lo que implica la remoción de estos elementos no renovables en amplia escala. Por ser considerada una industria de capital intensivo y de alto riesgo, se requieren importantes y continuas inversiones.

El hombre se ha rodeado en su vida cotidiana de un sinnúmero de objetos: muebles, alfombras, cortinas, cuadros, enseres, artefactos, vestimenta, etc. Durante gran parte de la historia, desde los albores de la humanidad hasta las primeras décadas del siglo XX, estos objetos y prendas habrían sido de piedra, madera, hueso, fibras animales o vegetales (algodón, lino, lana), vidrio o algún metal. De todos ellos, sólo los metales y el vidrio han sido y son productos de la creatividad industrial del hombre, en tanto los demás son provistos por la naturaleza.

En la actualidad, gran parte de los objetos que nos rodean en general son artificiales, y además, tienen un origen común: derivan del gas y del petróleo como materias primas, es decir, son productos **petroquímicos**. La petroquímica trajo productos hasta ese momento inexistentes, tales como el polietileno, el polipropileno, fibras sintéticas como el nylon, poliéster; los acrílicos, colorantes, adhesivos, pinturas, fármacos, cosméticos, etc. La agricultura se beneficia con otros productos derivados del petróleo y del gas, principalmente fertilizantes nitrogenados (como la **urea**) y componentes de herbicidas e insecticidas. Pero el mayor aprovecha-

miento de los hidrocarburos es el de ser quemados para generar energía. El uso como materias primas antes descripto posiblemente sólo requiera el 5% de la producción, mientras el restante 95% se destina a combustibles: motonaftas, gasoil, fuel oil, etc. Deben mencionarse otros dos importantes derivados del petróleo: los lubricantes líquidos y sólidos (grasas), y el **asfalto**, componente básico para la pavimentación de caminos.

En el mundo, el petróleo, el gas natural y sus derivados, en estado gaseoso o líquido, contribuyen con el 55% de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios y establecimientos residenciales; en la Argentina ese porcentaje es aún mayor. Las otras importantes fuentes de energía hoy en uso son la nuclear, el hidrocarburo sólido (carbón), y la energía hidráulica, que suele clasificarse como “renovable”. Otras fuentes renovables de energía, como la biomasa, la eólica y la solar, aún son de aplicación comercial más o menos restringida. Sin embargo, con el tiempo las fuentes renovables deberán ir gradualmente reemplazando a los hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos como generadores de energía y éstos quedarán por un tiempo como irremplazables para su utilización como materias primas.



La producción mundial de petróleo y de gas natural está a cargo de las compañías conocidas como “petroleras”, aunque cada vez más están involucradas con otras energías. Estas compañías se agrupan en diferentes categorías: las empresas estatales, las “mega”, las integradas, las grandes independientes, las independientes de menor tamaño, las transportistas de gas y de petróleo, y las de distribución, en especial las de gas natural. Las compañías nacionales (*NOC, National Oil Companies*, en inglés) son las que tienen como accionista controlante al gobierno del país en que se encuentran, y poseen gran parte de las **reservas** de petróleo y de gas del mundo. La mayoría tiene proyectos conjuntos con compañías privadas de otros países bajo variadas formas contractuales con el objeto de apoyarse mutuamente en el aprovechamiento de capitales y tecnologías.

→

Petróleo en el mundo (2007)

| Regiones/países | Reservas | | Producción | | Consumo | |
|--------------------------------|----------------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|-----------------------|---------------------------|
| | Millones de m ³ | Participación en el mundo | Miles de m ³ /año | Participación en el mundo | Millones de toneladas | Participación en el mundo |
| Estados Unidos | 4.682 | 2,44% | 399.223 | 8,44% | 943,1 | 23,90% |
| Canadá | 4.399 | 2,23% | 192.018 | 4,10% | 102,3 | 2,59% |
| Total América del Norte | 9.081 | 4,67% | 591.241 | 12,54% | 1.045,4 | 26,49% |
| Argentina | 416 | 0,19% | 37.311 | 0,85% | 29,5 | 0,75% |
| Brasil | 1.937 | 0,98% | 106.358 | 2,24% | 96,5 | 2,44% |
| Colombia | 234 | 0,12% | 32.550 | 0,69% | 10,4 | 0,26% |
| Ecuador | 710 | 0,36% | 31.629 | 0,64% | 8,1 | 0,20% |
| México | 2.043 | 1,04% | 201.799 | 4,26% | 89,2 | 2,23% |
| Perú | 174 | 0,09% | 6.608 | 0,14% | 6,6 | 0,17% |
| Venezuela | 13.839 | 7,03% | 151.618 | 3,25% | 26,8 | 0,68% |
| Otros | 337 | 0,20% | 18.865 | 0,29% | 74,1 | 1,88% |
| Total América Latina | 19.690 | 10,00% | 586.738 | 12,36% | 341,2 | 8,61% |
| Europa y Eurasia | 22.911 | 11,61% | 1.035.063 | 21,87% | 949,4 | 24,00% |
| Medio Oriente | 120.258 | 61,01% | 1.461.099 | 30,88% | 293,5 | 7,42% |
| África | 18.621 | 9,49% | 598.787 | 12,65% | 138,2 | 3,50% |
| Ásia-Pacífico | 6.523 | 3,29% | 458.863 | 9,70% | 1.185,1 | 29,98% |
| Total mundo | 197.084 | 100% | 4.731.791 | 100% | 3.952,8 | 100% |

Fuentes: BP Statistical Review of World Energy; Oil & Gas Journal; EE.UU. - Energy Information Administration; IAPG -SIPG

Las compañías petroleras producen tanto petróleo como gas, dado que los **yacimientos** pueden ser productores de uno u otro hidrocarburo, aunque ambos surgen, en general, conjuntamente. La historia prestó mucha atención al petróleo por ser el primero que se usó a escala comercial, y porque en torno a él creció y se fortaleció la industria. Pero desde 1930 en los Estados Unidos de América y con más fuerza a partir de 1960, el uso del gas ha comenzado a expandirse en forma creciente ayudado por la construcción de grandes gasoductos que permiten su transporte a altas presiones y a través de largas distancias. Es en EE.UU., Gran Bretaña, Holanda, Japón, Francia, Rusia y la Argentina, donde su uso crece con más rapidez. La industria del gas trabaja comúnmente con contratos de más de 20 años que unen a productores y consumidores, y se estructura en tres segmentos: los productores,



→

Gas natural en el mundo (2007)

| Regiones/países | Reservas | | Producción | | Consumo | |
|--------------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|
| | Millones de m ³ | Participación en el mundo | Millones de m ³ | Participación en el mundo | Millones de m ³ | Participación en el mundo |
| Estados Unidos | 5.977.262 | 3,39% | 545.892 | 18,57% | 653.800 | 22,58% |
| Canadá | 1.622.488 | 0,92% | 183.721 | 6,25% | 93.956 | 3,20% |
| Total América del Norte | 7.599.750 | 4,31% | 729.613 | 24,82% | 747.756 | 25,78% |
| Argentina | 441.975 | 0,25% | 51.006 | 1,73% | 42.391 | 1,45% |
| Bolivia | 741.000 | 0,42% | 13.528 | 0,46% | 2.240 | 0,08% |
| Brasil | 347.903 | 0,20% | 11.284 | 0,38% | 22.018 | 0,75% |
| México | 387.962 | 0,22% | 46.195 | 1,57% | 54.067 | 1,85% |
| Trinidad & Tobago | 482.000 | 0,27% | 39.000 | 1,33% | 21.000 | 0,72% |
| Venezuela | 5.100.000 | 2,90% | 28.453 | 0,97% | 28.453 | 0,97% |
| Otros | 525.605 | 0,29% | 7.555 | 0,26% | 18.400 | 0,63% |
| Total América Latina | 8.026.445 | 4,55% | 197.021 | 6,70% | 188.569 | 6,45% |
| Europa y Eurasia | 59.372.591 | 33,68% | 1.075.738 | 36,60% | 1.154.772 | 39,52% |
| Medio Oriente | 72.950.000 | 41,38% | 355.764 | 12,10% | 299.357 | 10,25% |
| África | 14.548.200 | 8,25% | 190.371 | 6,49% | 83.512 | 2,86% |
| Asia-Pacífico | 13.816.987 | 7,84% | 391.491 | 13,32% | 447.834 | 15,33% |
| Total mundo | 176.313.973 | 100% | 2.939.998 | 100% | 2.921.800 | 100% |

Fuentes: BP Statistical Review of World Energy; Oil & Gas Journal; EE.UU - Energy Information Administration; Argentina. ENARGAS; IAPG -SIPG

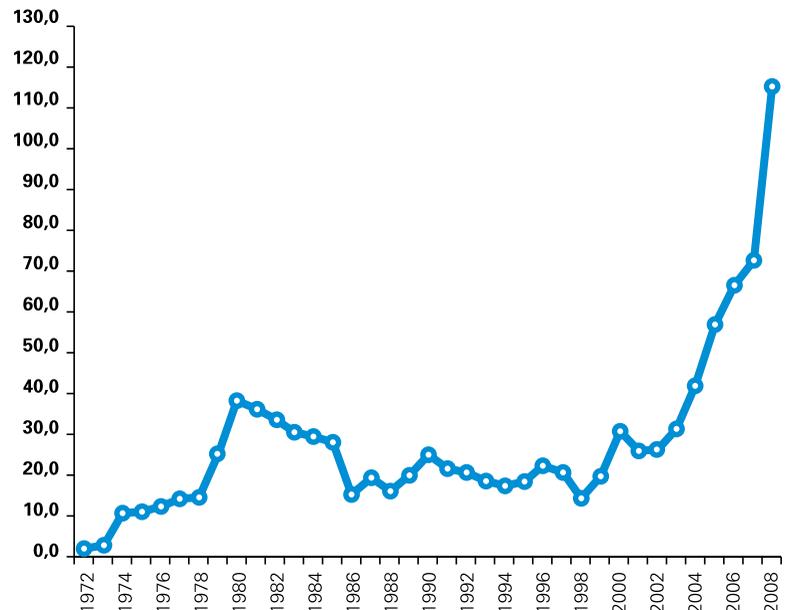
que en general son numerosos y que normalmente compiten en un mercado libre; los transportadores y los distribuidores. Estos dos últimos están sometidos a regulaciones particulares –como el caso de la República Argentina donde la ley 24.046, del año 1992, estableció el marco regulatorio para el transporte y la distribución del gas natural como servicio público nacional– dado que se establecen como monopolios naturales y sus usuarios, según el lugar geográfico en que se ubican, no tienen la opción de elegir otro proveedor.

Posteriormente, con el advenimiento del proceso para la obtención del **gas natural licuado** (GNL o LNG en inglés), que consiste en licuar gas natural enfriándolo para reducir así su volumen y transportarlo en barcos especiales refrigerados hasta las plantas de regasificación instaladas en los centros de consumo, surgió la posibilidad de poner en producción yacimientos gasí-



Precios internacionales de petróleo crudo. Evolución histórica

REFERENCIAS | Dólares/barril



feros aislados situados en el mar, en islas, o totalmente desvinculados de los mercados, alternativa cada vez más frecuente debido a los adelantos tecnológicos permanentes y a los menores costos de transporte.

En la Argentina, el GNL es sólo almacenado por una de las distribuidoras de gas del conurbano de la ciudad de Buenos Aires, Gas Natural BAN en la planta de *peak shaving* de Gral. Rodríguez (provincia de Buenos Aires), como reserva para épocas de altos consumos invernales.

El petróleo y el gas natural cubren en más de un 80% la demanda energética argentina. Desde 1996 el aporte del gas natural es levemente superior al del petróleo.

La Argentina es hoy, juntamente con EE.UU., Gran Bretaña, Canadá y Australia, uno de los cinco países del mundo que tienen una industria petrolera y gasífera totalmente privada y abierta al juego de los mercados, donde tanto los locales como los extranjeros pueden competir en igualdad de condiciones, ya sea en actividades industriales como comerciales. Desde que se descubrió el petróleo, en 1907, hasta las privatizaciones de Gas del Estado e YPF en 1992, la industria creció por ciclos en los que la apertura al capital privado resultó definitoria para lograr un incremento de la producción. A partir del año 1977 en que se fomentó el crecimiento de las pocas compañías argentinas privadas que existían, éstas crecieron hasta poder competir en igualdad de condiciones con las extranjeras, tanto en el país como en el exterior. Así es que varias de ellas operaron importantes áreas obtenidas en forma competitiva en Bolivia, Perú, Venezuela, Ecuador, Colombia, Guatemala, etc.

En diciembre de 2007 había en la Argentina 43 operadores de producción y 71 concesiones de explotación (*title holders*). El transporte de petróleo desde los yacimientos a las refinерías se hace por barcos petroleros o buques tanques, desde Tierra del Fuego, Santa Cruz, y el Golfo de San Jorge hasta Bahía Blanca, Dock Sud y Campana, o por los oleoductos: Puesto Hernández-Neuquén-Bahía Blanca, Bahía Blanca-Buenos Aires, Puesto Hernández-Luján de Cuyo. Las 11 refinерías del país tienen una capacidad total de 106.000 m³/día y en 2007 procesaron 93.685,85 m³/día de petróleo, obteniéndose 16.330 m³/día de motonaftas, 35.300 m³/día de gas oil y 11.670 tn/día de fuel oil; productos que se llevan a los puntos de consumo por camiones o por poliductos.

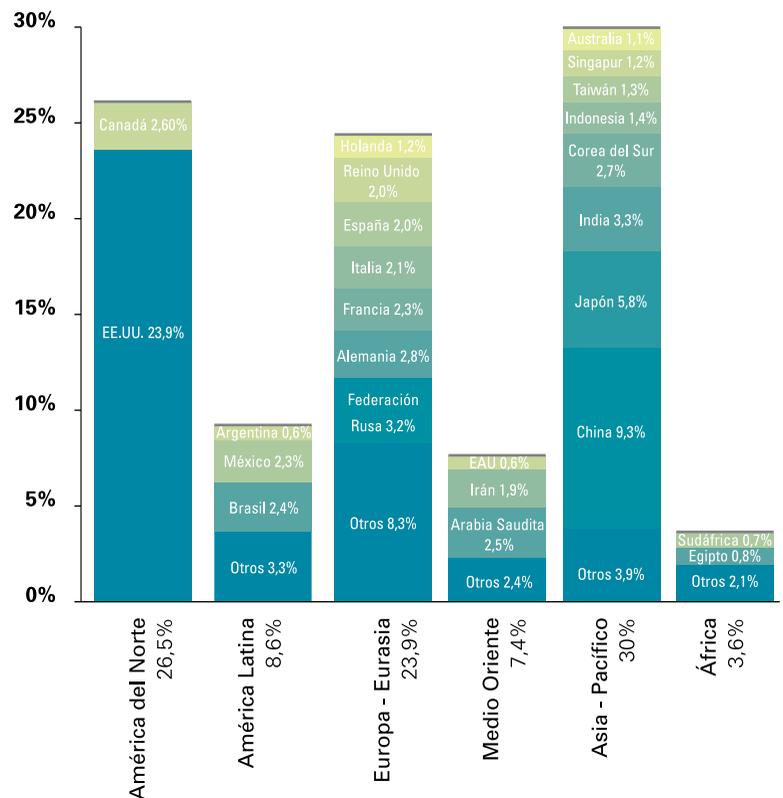


El transporte de gas en el país está en la actualidad a cargo de dos compañías: Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS). Entre ambas proveen a las empresas distribuidoras (Gas del Norte –Gasnor–, Gas del Centro –Ecogas–, Cuyana, Gas Noreste Argentino –NEA–, Litoral, Gas Natural Buenos Aires Norte –BAN–, Metropolitana de Gas –Metrogas–, Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur) responsables de la prestación del servicio de distribución domiciliaria. Prácticamente el 50% del gas se vende en Buenos Aires, Gran Buenos Aires y áreas cercanas.

Del gas se extraen sus componentes más pesados, que se conocen como **gas licuado de petróleo o GLP** (LPG en inglés) y gasolina. En nuestro país gran parte de la producción se destina

→

Consumo mundial de combustibles derivados del petróleo (2007): 4964 millones de m³. Distribución regional



a la exportación, quedando un saldo destinado al consumo en el mercado interno y a la industria petroquímica. En el mercado argentino hay millones de clientes distribuidos por todo el territorio nacional que por medio de este producto satisfacen sus necesidades energéticas, recibiendo el producto envasado en garrafas de hasta 5 kilos, o en cilindros de 30 a 45 kilos. También existe una creciente clientela que los recibe a granel en hoteles, granjas, pequeñas industrias, etc. Estos usuarios están distribuidos a lo largo del territorio del país y son aquellos a los cuales aún no les ha llegado la red de gas natural. El uso del GLP como combustible para automotores aún no está permitido en la Argentina por razones de seguridad.

Otra forma de consumo es el **gas natural comprimido**, conocido como GNC. En general se usa en el transporte automotor como un combustible de bajo costo y de menor contaminación ambiental que los carburantes líquidos. La Argentina tiene una de las flotas de automotores propulsados a GNC más grandes del mundo.

La regulación del transporte y distribución de gas está a cargo del Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) creado para este fin en 1993.

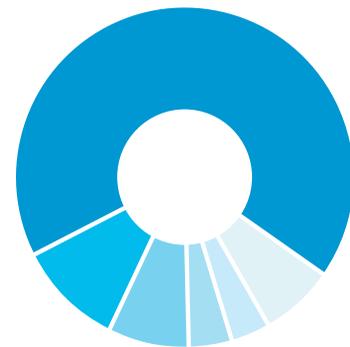
Compañías argentinas de perforación y de otros servicios también se encuentran activas en el país y en otros lados del mundo. El suministro de materiales para la industria (caños, bombas, varillas, trépanos, etc.) es en gran parte de origen nacional. También se exportan muchos de estos materiales a distintos países.

La integración regional energética, congruente con los objetivos del Mercosur, se materializa en las exportaciones de petróleo a Concepción (Chile) por un oleoducto de 424 km de longitud, el cual tiene origen en Neuquén y está en operaciones desde hace más de 10 años. En materia de gas, se exporta a Chile desde varios sitios, como lo muestra el gráfico incluido en el Capítulo 11. La exportación de gas a Brasil, por Uruguayana, comenzó a fines del año 2000. En cuanto a Uruguay, a los volúmenes que hoy se exportan a Paysandú, se agregó a fines de 2002 la exportación de gas natural a las ciudades de Colonia y Montevideo por medio del gasoducto Cruz del Sur, tendido a través del Río de la Plata.

El desarrollo del mercado energético regional ya iniciado y que incluirá petróleo, gas y electricidad significará un mejoramiento económico y social para los países involucrados.

>

**Consumo mundial de combustibles derivados del petróleo (2007): 1964 millones de m³.
Distribución por sectores de la economía**



- Transporte **67%**
- Industria **10%**
- Materia prima petroquímica **8%**
- Actividad agropecuaria y pesca **4%**
- Comercio y servicios **4%**
- Residencial **7%**

fuente: Elaborado por el IAPG en base a datos publicados por BP Statistical Review of World Energy e International Energy Agency.



02

→

La historia del petróleo y del gas

02 | La historia del petróleo y del gas

A lo largo de la historia de la humanidad se han ido produciendo ciclos de reemplazo de una fuente de energía por otra. Durante centurias la única fuente de energía del hombre fue la de sus músculos, particularmente mano de obra esclava, la fuerza de los animales (caballos, bueyes, camellos) y mucho más limitadamente la del viento y del agua, a través de molinos. La leña y el carbón se usaron para calefacción y cocción de alimentos.

Hasta la Revolución Industrial prevaleció la economía agraria y el crecimiento económico dependió de tres factores: capital, tierra y trabajo, los tres clásicos factores de producción. Con la Revolución Industrial, comenzada en Inglaterra hacia 1750, el carbón y el vapor obtenido por su combustión pasan a ser los aceleradores de las industrias textil y siderúrgica. A los factores tradicionales de capital y trabajo se añaden otros dos: tecnología y energía.

A finales de 1850 se consolidó el desarrollo del ferrocarril, y la movilización de capitales y de la siderurgia promovida por este nuevo transporte afianzó definitivamente a la Revolución Industrial y al creciente empleo de la energía. El vapor producido por el carbón movió en forma generalizada ferrocarriles y barcos entre 1850 y 1910. Al final de este período hicieron su aparición la electricidad (generada a partir del carbón) y el petróleo para otros usos además del de la iluminación. De esta manera fue dándose un paulatino reemplazo del carbón, primero por el petróleo y posteriormente por el gas natural, debido a menores costos, más versatilidad en el manejo y transporte y a una combustión más limpia que reduce la contaminación ambiental.

Dentro de estos ciclos de reemplazo de una energía por otra, el conocimiento y utilización del petróleo y del gas por el hombre es tan antiguo como su historia. Dada la dificultad que tenían los pueblos primitivos para llegar a sus yacimientos subterráneos, sólo los advertían cuando se filtraban a la superficie a través de fallas o

fracturas en los terrenos que los cubrían. Este lento escape, sumado a la exposición al aire y al sol, hace que el petróleo pierda sus componentes más livianos y así se degrade en un material viscoso y espeso, que fue conocido con distintos nombres en distintas épocas y países. Lo que hoy se llama brea o betún fue llamado “mumia” por los egipcios, “stercus dæmonis” por los exploradores españoles en América, etc. La Biblia también habla de la **pez** con la que se impermeabilizó la cuna de Moisés cuando, recién nacido, fue encomendado a las aguas del Nilo. Aún hoy los habitantes de las orillas de este río hacen igual uso de este alquitrán.

Se han encontrado primitivas lámparas de cerámica de 20.000 años de antigüedad que se alimentaban con aceites, algunos de ellos vegetales y animales y posiblemente otras variedades de breas livianas. En China, unos 2000 años a.C. se perforaron pozos, usando cañas de bambú de hasta 1.000 m de profundidad, para extraer sal. Los asirios y caldeos usaron brea como aglutinante para construcciones y caminos. Los griegos, en el siglo VI a.C., atacaban a sus enemigos con el “fuego griego”: bolas hechas con pez, azufre, estopa y madera resinosa a las que prendían fuego.

El gas natural era de aparición superficial menos frecuente y resultaba difícil de capturar. Sin embargo la historia habla de “fuegos sagrados” en la antigua Mesopotamia; Marco Polo registra el uso de gas en Bakú en 1272. El llamado “gas de los pantanos”, que es básicamente metano, originado en superficie por descomposición de materia orgánica, también fue utilizado ocasionalmente.

Pero la real utilización del petróleo y del gas en la industria y en el transporte comienza cuando se puede acceder a los yacimientos mediante pozos hechos por el hombre y hay además un mercado que los demanda. Sólo en la segunda parte del siglo XIX se dieron estas condiciones, en especial en los Estados Unidos de América y en Rusia. La rápida expansión de la industria en estas regiones se debió también a la gran libertad con que los pioneros pudieron, en aquella época, adquirir derechos mineros e iniciar exploraciones.

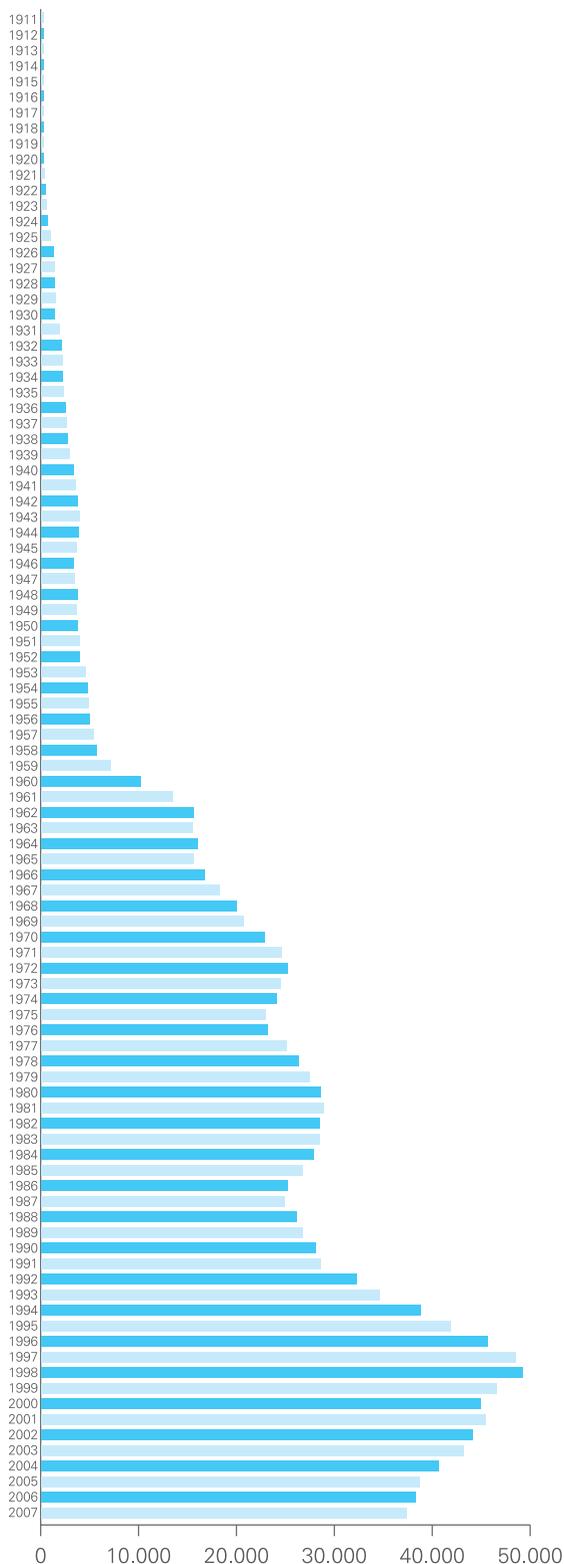
Con el correr del tiempo, al volverse el petróleo un componente base de la economía de paz y estratégico en la guerra, los gobiernos fueron tomando posiciones dominantes en la industria con resultados diversos. Cuando la marina inglesa decidió pasar de quemar carbón a petróleo, el gobierno británico tomó el control



→ Operarios en Comodoro Rivadavia (circa 1907)



Producción de petróleo en la Argentina (miles de m³)



| Año | Petróleo | Año | Petróleo |
|------|----------|--------------|------------------|
| 1911 | 2 | 1960 | 10.153 |
| 1912 | 7 | 1961 | 13.428 |
| 1913 | 21 | 1962 | 15.614 |
| 1914 | 44 | 1963 | 15.444 |
| 1915 | 82 | 1964 | 15.943 |
| 1916 | 138 | 1965 | 15.625 |
| 1917 | 192 | 1966 | 16.655 |
| 1918 | 215 | 1967 | 18.232 |
| 1919 | 211 | 1968 | 19.953 |
| 1920 | 262 | 1969 | 20.681 |
| 1921 | 327 | 1970 | 22.798 |
| 1922 | 455 | 1971 | 24.565 |
| 1923 | 538 | 1972 | 25.195 |
| 1924 | 661 | 1973 | 24.440 |
| 1925 | 939 | 1974 | 24.022 |
| 1926 | 1.235 | 1975 | 22.968 |
| 1927 | 1.351 | 1976 | 23.147 |
| 1928 | 1.399 | 1977 | 25.047 |
| 1929 | 1.493 | 1978 | 26.255 |
| 1930 | 1.431 | 1979 | 27.434 |
| 1931 | 1.861 | 1980 | 28.566 |
| 1932 | 2.089 | 1981 | 28.852 |
| 1933 | 2.177 | 1982 | 28.470 |
| 1934 | 2.230 | 1983 | 28.474 |
| 1935 | 2.273 | 1984 | 27.838 |
| 1936 | 2.458 | 1985 | 26.675 |
| 1937 | 2.600 | 1986 | 25.179 |
| 1938 | 2.715 | 1987 | 24.857 |
| 1939 | 2.959 | 1988 | 26.123 |
| 1940 | 3.276 | 1989 | 26.735 |
| 1941 | 3.500 | 1990 | 28.004 |
| 1942 | 3.769 | 1991 | 28.571 |
| 1943 | 3.948 | 1992 | 32.254 |
| 1944 | 3.852 | 1993 | 34.569 |
| 1945 | 3.638 | 1994 | 38.766 |
| 1946 | 3.307 | 1995 | 41.844 |
| 1947 | 3.473 | 1996 | 45.576 |
| 1948 | 3.692 | 1997 | 48.428 |
| 1949 | 3.591 | 1998 | 49.151 |
| 1950 | 3.730 | 1999 | 46.510 |
| 1951 | 3.890 | 2000 | 44.938 |
| 1952 | 3.946 | 2001 | 45.434 |
| 1953 | 4.531 | 2002 | 44.110 |
| 1954 | 4.702 | 2003 | 43.126 |
| 1955 | 4.850 | 2004 | 40.651 |
| 1956 | 4.931 | 2005 | 38.632 |
| 1957 | 5.398 | 2006 | 38.268 |
| 1958 | 5.669 | 2007 | 37.311 |
| 1959 | 7.087 | Total | 1.522.656 |

de la compañía Anglo-Persian. Hasta entonces otro hidrocarburo, el carbón mineral, había sido el combustible que impulsaba a las máquinas a vapor que equipaban a locomotoras, barcos y a las industrias, y también era la fuente de muchos productos químicos. La carboquímica fue la base de la industria química de fines del siglo XIX y principios del XX hasta su desplazamiento por la petroquímica. La iluminación se basaba en aceites vegetales, animales (de ballena) y en **gas manufacturado** a partir del carbón.

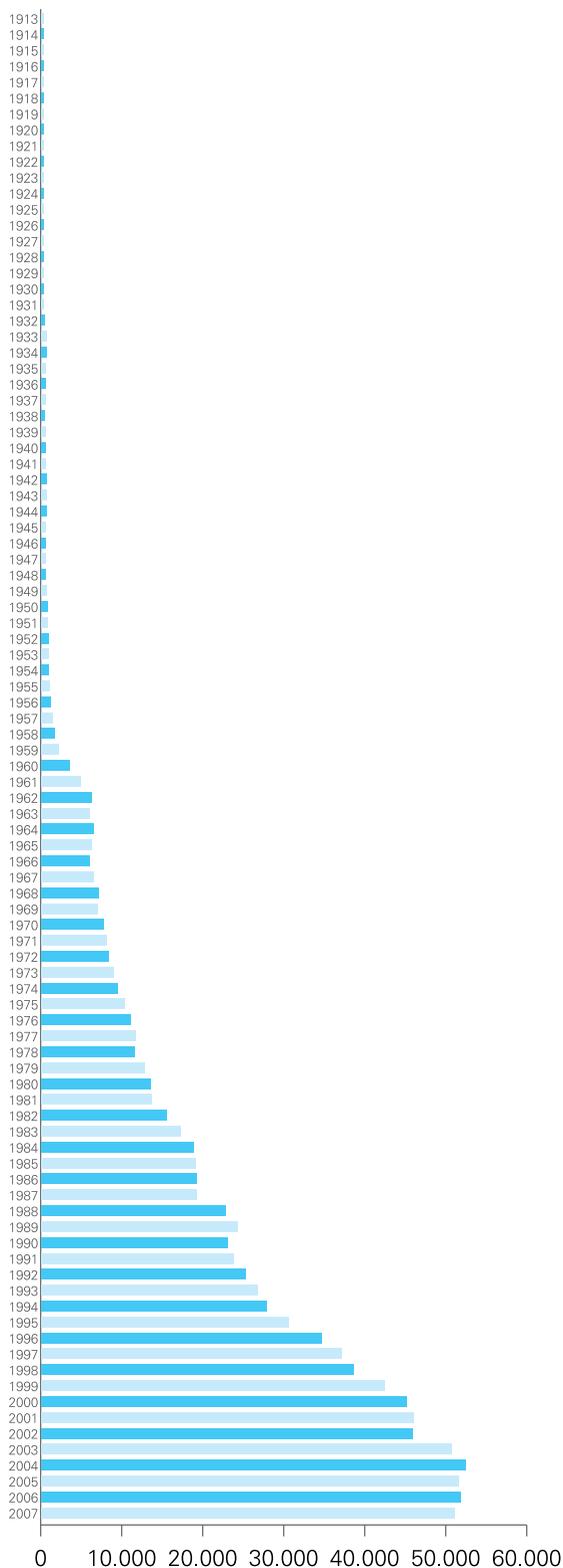
La aparición del petróleo y del gas pronto iba a cambiar todo esto. El primer derivado principal del petróleo fue el **kerosene** para quemar en lámparas, reemplazando los aceites de origen animal o vegetal, más caros y de peor combustión. Entre 1870 y 1920 coexisten el gas manufacturado, el kerosene y la lámpara eléctrica como posibilidades de iluminación del mundo moderno. Finalmente esta última desplaza a las otras fuentes de luz. A partir de la segunda década del siglo XX hace su irrupción masiva el automóvil y poco después la aviación comercial. La combinación: combustibles líquidos-motores de combustión interna reemplaza gradualmente a la tradicional dupla: caldera a carbón-máquina de vapor. La nafta o gasolina pasa a ser el subproducto del petróleo de más consumo, desplazando al kerosene. La generación de energía eléctrica sigue teniendo distintas fuentes: a las tradicionales de hidráulica y de carbón se le suman los combustibles líquidos y el gas usados en motores y turbinas y, desde 1958, la energía nuclear.

La historia del petróleo se caracteriza por las variaciones bruscas de su precio, debido a veces a razones políticas y otras a desequilibrios entre la oferta y la demanda. La variación de precios y la especulación llevaron, por ejemplo, a que una edición especial dedicada a la energía del *National Geographic Magazine* –febrero de 1981–, reflejando el sentir del momento, dijera que estimaciones “conservadoras” habían puesto el precio del crudo a 80 dólares/barril para el año 1985. Esta profecía no se cumplió sino que el crudo tuvo épocas de bajos precios, aunque en el último año los precios han registrado importantes aumentos tal como muestra el gráfico de variación de precio del crudo –(página 14)–.

En 1960, con el objetivo de estabilizar el mercado del crudo y mejorar la participación de los países productores en la renta generada por su explotación, se creó en Bagdad (Irak) la OPEP –Organización de los Países Exportadores de Petróleo–, integrada



Producción de gas natural en la Argentina (millones de m³)



| Año | Gas | Año | Gas |
|------|-------|--------------|------------------|
| 1913 | 1 | 1961 | 4.908 |
| 1914 | 3 | 1962 | 6.173 |
| 1915 | 7 | 1963 | 5.946 |
| 1916 | 9 | 1964 | 6.535 |
| 1917 | 15 | 1965 | 6.236 |
| 1918 | 18 | 1966 | 5.962 |
| 1919 | 18 | 1967 | 6.468 |
| 1920 | 22 | 1968 | 7.054 |
| 1921 | 28 | 1969 | 7.007 |
| 1922 | 37 | 1970 | 7.664 |
| 1923 | 45 | 1971 | 8.117 |
| 1924 | 75 | 1972 | 8.316 |
| 1925 | 96 | 1973 | 8.914 |
| 1926 | 171 | 1974 | 9.427 |
| 1927 | 152 | 1975 | 10.275 |
| 1928 | 173 | 1976 | 11.032 |
| 1929 | 269 | 1977 | 11.663 |
| 1930 | 270 | 1978 | 11.504 |
| 1931 | 344 | 1979 | 12.815 |
| 1932 | 474 | 1980 | 13.466 |
| 1933 | 657 | 1981 | 13.629 |
| 1934 | 731 | 1982 | 15.523 |
| 1935 | 617 | 1983 | 17.181 |
| 1936 | 533 | 1984 | 18.764 |
| 1937 | 505 | 1985 | 19.113 |
| 1938 | 491 | 1986 | 19.246 |
| 1939 | 518 | 1987 | 19.168 |
| 1940 | 536 | 1988 | 22.734 |
| 1941 | 593 | 1989 | 24.207 |
| 1942 | 675 | 1990 | 23.018 |
| 1943 | 676 | 1991 | 23.815 |
| 1944 | 662 | 1992 | 25.327 |
| 1945 | 608 | 1993 | 26.729 |
| 1946 | 562 | 1994 | 27.815 |
| 1947 | 582 | 1995 | 30.505 |
| 1948 | 605 | 1996 | 34.641 |
| 1949 | 673 | 1997 | 37.077 |
| 1950 | 754 | 1998 | 38.636 |
| 1951 | 829 | 1999 | 42.425 |
| 1952 | 897 | 2000 | 45.134 |
| 1953 | 931 | 2001 | 45.974 |
| 1954 | 981 | 2002 | 45.873 |
| 1955 | 1.058 | 2003 | 50.633 |
| 1956 | 1.147 | 2004 | 52.385 |
| 1957 | 1.414 | 2005 | 51.572 |
| 1958 | 1.653 | 2006 | 51.779 |
| 1959 | 2.152 | 2007 | 51.006 |
| 1960 | 3.574 | Total | 1.071.232 |

inicialmente por Venezuela, Irán, Irak, Kuwait y Arabia Saudita, cuya efectividad en lograr sus propósitos fue variable en el tiempo.

El gas natural se convirtió en un combustible de significación sólo a partir de la década del 60, debido a la dificultad que existía para almacenarlo y transportarlo. En 1930 se comenzaron a construir algunos ductos de acero para su transporte terrestre, y desde 1964 el gas natural líquido comenzó a ser transportado en embarcaciones especiales, creando una atractiva alternativa al transporte por cañerías cuando las condiciones así lo requerían (el gas, básicamente metano, es licuado a -162 grados centígrados, lo que permite reducir su volumen en seiscientas veces). A diferencia del petróleo, el gas no tiene un mercado único: sus precios se regulan en diferentes mercados regionales, siendo uno de ellos el que se ha constituido entre la Argentina, Brasil, Bolivia, Chile y Uruguay.

A través de su historia, la industria petrolera ha sido receptora de fuertes críticas por el periodismo, políticos y de opinión pública. Inicialmente, las acciones de John Rockefeller para ordenar el mercado petrolero y la concentración de poder que logró en la Standard Oil lo convirtieron en el precursor del capitalismo monopolístico, una desvirtuación del sistema competitivo que había propuesto Adam Smith. A partir de los derrames producidos en el mar por algunos grandes tanqueros como el Exxon Valdés (1989) y otros, se acentuó la preocupación de la industria por el mejoramiento y la protección del ambiente.

En la siguiente Cronología contemporánea puede seguirse la inserción de los dos hidrocarburos en la economía moderna, tanto en la Argentina como en el mundo.

Cronología contemporánea

- 1859** El “coronel” Edwin Drake perfora por percusión en Titusville, Pennsylvania, un pozo de 21 metros que produce un estimado de 1.500 litros de petróleo por día. El precio inicial de éste era entonces 10 dólares/**barril** y su principal subproducto era el kerosene usado para lámparas.
- 1861-1865** Guerra civil de los Estados Unidos de América. En 1865 es asesinado el presidente Abraham Lincoln.
- 1863** El 2 de noviembre, el Ing. Civil E. A. Prentice, perfora el primer pozo para petróleo en el Perú, en la región de Zorritos,



→

José Fuchs, jefe de sondeo de la perforadora N°2 que encontró petróleo en Comodoro Rivadavia el 13/12/1907, con el redactor de *Caras y Caretas* junto al monumento levantado en 1927 en el sitio del pozo ya extinguido, abril de 1931, AGN.

al Noroeste del país. Este pozo fue perforado con el sistema a cable, alcanzando una profundidad de 24 metros y se utilizó para producir kerosene.

- 1865** Nace la *Compañía Jujeña de Kerosene*, primera empresa en la historia argentina “dedicada a explotar y elaborar betún mineral”.
- 1868** Jonh D. Rockefeller funda en Cleveland la *Standard Oil de Pennsylvania*, que en 1899 se convierte en *Standard Oil*.
- 1868-1874** Presidencia de Domingo Faustino Sarmiento.
- 1869** Se abre a la navegación el canal de Suez.
- 1871** A orillas del río Tumbes se constituye la primera refinería del Perú que es luego trasladada a Zorritos.
- 1872** El kerosene americano abastece a casi todos los mercados mundiales, llegando hasta el Japón.
- 1875** Los hermanos Robert y Ludwig Nobel adquieren el yacimiento Balakhany en Baku.
- 1876** El alemán Nikolaus Otto perfecciona el motor de combustión interna creando el de cuatro tiempos que usa aire y un gas combustible.
- 1876** Comienza la producción comercial de petróleo en California.
- 1879** Edison obtiene en su laboratorio de Menlo Park, New Jersey, la primera lámpara eléctrica comercial: dura 40 horas. La *Standard Oil* controla el 90% de la refinación en Estados Unidos.
- 1880** Rothschild construye un ferrocarril para transportar petróleo desde Baku.
- 1883** Deja de llegar kerosene americano a Rusia, que se vuelve autosuficiente.
- 1885** El Ing. Carlos Fader, padre del destacado pintor Fernando Fader (1882-1935), funda la *Compañía Mendocina de Petróleo*, que explota 3 pozos y construye un oleoducto de 40 kilómetros hasta la ciudad de Mendoza. Llegó a procesar hasta 8.000 toneladas de petróleo por año antes de cerrar.
- 1889** Se termina la estructura más alta del mundo: la torre Eiffel en París.
- 1892** Se aprueba el pasaje de tanqueros con petróleo por el canal de Suez: el *Muez*, de *Shell*, es el primero en transitarlo.
- 1894** Rudolf Diesel crea el motor que lleva su nombre.
- 1901** Patillo Higgins, un “wildcater”, contrariando la opinión de todos

los profesionales de la industria, descubre en Texas el yacimiento gigante Spindeltop, que hace caer el precio del crudo hasta 2,5 centavos/barril. El pozo descubridor, perforado con el sistema “rotary”, produjo 16.000 metros cúbicos/día.

- 1903** Orville Wright vuela 40 metros en 12 minutos en North Carolina con su “Flyer 1”, que era un biplano con un motor de 12 caballos que usaba un combustible de la *Standard Oil*.
- 1904** Nace la compañía *Anglo-Persian*, que luego sería *British Petroleum*.
- 1905** *Union Oil*, de California, perfora un pozo en el agua, cerca de la ciudad de Houston, Texas, pozo considerado como el primer “offshore”.
- 1907** Se fusionan la holandesa *Royal Dutch*, con la Shell inglesa, formando *Royal Dutch Shell*.
- 1907** 13 de diciembre. Un pozo perforado por percusión y destinado a encontrar agua, comisionado por la División de Minas, Geología e Hidrología del Ministerio de Agricultura, descubre petróleo en Comodoro Rivadavia, a 535 m de profundidad.
- 1908** El trépano “rotativo”, de dos conos metálicos, es inventado por Howard Hugues. Este trépano, que reemplaza los de “cola de pescado”, incrementa la rapidez y alcance de la perforación.
- 1908** La *Anglo-Persian* descubre petróleo en Irán.
- 1909** Louis Blériot cruza por primera vez volando el Canal de la Mancha y gana un premio de 1.000 libras.
- 1909** Henry Ford introduce el modelo “T”. Su precio inicial de 950 dólares cae luego hasta 290.
- 1910** Se descubre en México el yacimiento Potrero del Llano, con un pozo de 15.000 metros cúbicos/día, que convierte a ese país en el segundo productor mundial en 1921.
- 1911** El Tribunal Supremo de Estados Unidos aprueba la disolución de la *Standard Oil* (Ley Sherman) por constituir una “asociación ilegal” y ésta debe desmembrarse en más de 30 compañías.
- 1911** Durante perforaciones en Aguargüe, Salta, se detectan rastros de petróleo.
- 1912** *Shell* compra las propiedades petroleras de los Rothschild en Rusia.
- 1913** Comienza a utilizarse el gas natural en Comodoro Rivadavia.



→ Vista parcial de la zona petrolífera en que aparecen pozos y destilería, Comodoro Rivadavia, junio de 1918, AGN.



→

Pozo perforado en Comodoro Rivadavia por Fuchs y Beghin.



→

Pozo en plena erupción, Comodoro Rivadavia, diciembre de 1925, AGN.

- 1913** *Standard Oil* de Indiana patenta el *cracking* térmico, proceso que permite aumentar en forma significativa la producción de destilados livianos a expensas de los pesados.
- 1914** Comienzo de aplicación del conjunto motor diesel – eléctrico.
- 1914** El Almirantazgo de Gran Bretaña compra el 51% de la *Anglo-Persian*.
- 1907-1916** Entre otras, las compañías *Astra*, *Shell*, *Ferrocarrilera de Petróleo*, *Standard Oil* y *Gulf Oil* obtienen concesiones petroleras, basadas en el Código de Minería de 1886, en Comodoro Rivadavia, Neuquén, Salta y Mendoza.
- 1911** Los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger crean el perfilaje eléctrico de pozos, cuya primera aplicación exitosa se hace en 1927 en un pozo de Pechelbronn, Francia.
- 1914** Comienza la Primera Guerra Mundial.
- 1915-1928** Los equipos de perforación “rotary” desplazan a los equipos a cable.
- 1917** La Revolución rusa nacionaliza toda la industria del petróleo en ese país.
- 1918** Se descubre petróleo en Plaza Huincul (Huincul: “lomas bajas” en araucano), Neuquén, a 605 metros perforando a percusión un pozo comisionado por la entonces denominada Dirección General de Minas, Geología e Hidrología de la Nación.
- 1919** Erle P. Halliburton funda la *Halliburton Oil Well Cementing Co.*, en Oklahoma, dando así comienzo a la cementación de pozos con las técnicas más apropiadas.
- 1922** El descubrimiento por *Shell* del yacimiento Los Barrosos en el Lago Maracaibo, en Venezuela, convierte a este país en un nuevo gran productor mundial.
- 1922** Se crea en la Argentina *YPF* (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), la primera empresa petrolera estatal latinoamericana. En esa época la producción nacional abastecía sólo el 36% del consumo: el 76% de la misma era de origen fiscal y el resto de empresas privadas.
- 1925** Se inaugura el primer gasoducto soldado de larga distancia entre Lousiana y Beaumont (Texas): 350 kilómetros y 18” de diámetro.
- 1926** *Standard Oil* descubre Agua Blanca, en Salta, la primera fuente de petróleo comercial en el Norte Argentino; luego Lomitas y Cerro Tartagal en 1927, y a continuación Ramos y San Pedrito.

- 1927** La *Anglo-Persian* descubre petróleo en Irak.
- 1927** Charles Lindbergh vuela de Nueva York a París con el “Spirit of St. Louis”: 6.300 kilómetros en 33 horas y media. Fue el primer vuelo sin escalas entre los dos continentes.
- 1930** *YPF* descubre Tranquitas, en Salta, seguido en 1933 por Río Pescado.
- 1930** El septuagenario “wildcater” “Dad” Joiner descubre al gigante East Texas Field (1.000 millones de metros cúbicos de reservas), lo que, sumado a la depresión económica, llevan el precio del petróleo hasta los 5 centavos/barril.
- 1931** Comienza la era de transmisión de gas a larga distancia. Se inaugurarán tres grandes gasoductos originados en Texas: hasta Chicago (1.600 km), otro a Indianápolis (1.450 km) y el tercero a Minneapolis (1.750 km).
- 1932** La *Standard Oil* de California descubre petróleo en Bahrein.
- 1934** Los motores de combustión interna reemplazan en forma creciente a los propulsados por vapor en los equipos de perforación.
- 1935** Se sanciona en la Argentina la Ley del Petróleo o Ley de Reserva que amplía la reserva de zonas presumiblemente petrolíferas a favor de *YPF*, con lo que el aporte privado a la producción del país, entonces del 53%, comienza a declinar progresivamente.
- 1937** Fallece John D. Rockefeller, a los 98 años, luego de haber distribuido 550.000.000 de dólares en obras filantrópicas.
- 1938** Se descubre en Kuwait el yacimiento supergigante Burgan (12.000 millones de metros cúbicos de reserva), y el Dammam en Arabia Saudita.
- 1938** Se nacionaliza el petróleo en México.
- 1939** Comienza la Segunda Guerra Mundial con la invasión alemana a Polonia.
- 1941** Se crea la Sección Argentina del Instituto Sudamericano del Petróleo (ISAP).
- 1946** Se crea la Dirección General de Gas del Estado en la Argentina.
- 1948** Se descubre en Arabia Saudita el supergigante Ghawar (13.000 millones de m³).
- 1949** Se descubre petróleo en el área argentina de Tierra del Fuego.
- 1949** Se hace la primera fracturación hidráulica, método de estimulación desarrollado por *Standard Oil* de Indiana, EEUU, y licenciado a Halliburton.
- 1949** Se inaugura el gasoducto de 1.605 km de 10 ¾” de diámetro



→ Despacho de tambores de petróleo, *YPF*, Comodoro Rivadavia, 1932, *AGN*.



→

Surtidor de la década del 40, Buenos Aires, ACA.

1951

desde Comodoro Rivadavia a Buenos Aires, siendo entonces el segundo gasoducto en el mundo y el primero en Latinoamérica por su extensión.

1952

Primera crisis petrolera: Irán nacionaliza la *Anglo-Iranian Oil Co.*

YPF descubre el yacimiento petrolífero gasífero de Campo Durán, Salta, abriendo así la producción profunda en el noroeste argentino.

1956

Segunda crisis petrolera. Egipto nacionaliza y cierra el canal de Suez.

1956

El gobierno argentino aprueba el “Plan de Reactivación de YPF”: se importaba el 64% del consumo del país con gran incidencia negativa en la balanza comercial.

1956

Se descubre en Argelia el yacimiento gigante gasífero Hassi R'Mel: 2 trillones de m³.

1957

La Sección Argentina del ISAP decidió su desvinculación del ISAP tomando el nombre de Instituto Argentino del Petróleo (IAP).

1958

YPF contrata en forma directa y rápida con empresas privadas extranjeras importantes trabajos de perforación, exploración y producción.

1959

Se descubre el yacimiento de gas gigante Groningen en Holanda: 1,72 trillones de m³.

1960

Se funda en Bagdad la OPEP, Organización de Países Exportadores de Petróleo, originariamente integrada por Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait; luego se incorporan Argelia, Indonesia, Libia, Nigeria, Qatar y los Emiratos Árabes (EAU). La OPEP produce hoy el 40% del total mundial y posee el 74% de las reservas petrolíferas.

1960

Comienza a operar el gasoducto de Campo Durán (Salta)–Buenos Aires, de 1.767 km de longitud.

1962

Se logra por primera vez en la historia argentina, aunque sólo momentáneamente, el autoabastecimiento petrolero.

1963

Se anulan en la Argentina los contratos petroleros del año 1958.

1964

Primera operación comercial de transporte de gas natural licuado entre Argelia y la *British Gas Corporation*, llevando el gas a razón de 3.000.000 de m³/día, desde la planta de licuefacción de Arzew a la planta de gasificación en la isla Canvey.

1966

Se descubre en Siberia, URSS, el supergigante yacimiento gasífero Urengoy: 5 trillones de m³.

1967

Tercera crisis petrolera. “Guerra de los seis días” entre Egipto e Israel.

- 1968** Se descubre en Alaska el yacimiento Prudhoe Bay, de 500.000.000 m³ de reservas de petróleo.
- 1968** Se promulga en la República Argentina la Ley de Hidrocarburos 17.319, vigente hasta este momento. Esta Ley permite nuevas contrataciones de exploración y producción.
- 1969** Se descubre petróleo en el Mar del Norte.
- 1971** Se inicia en el Mar Argentino la perforación de una serie de pozos exploratorios, que en sucesivas campañas dan como resultado en 1982 el descubrimiento al norte de Tierra del Fuego del primer yacimiento costa afuera comercialmente productivo: el Hidra.
- 1972** Comienza la importación de gas de Bolivia que termina en septiembre de 1999: acuerdo entre *YPF* e *YPFB*.
- 1973** Cuarta crisis: Guerra del Yom Kippur y el consiguiente embargo petrolero, que lleva el precio del crudo de 2,90 (septiembre) a 11,65 dólares/barril / 12 dólares/barril (diciembre).
- 1974** Se perfora en Oklahoma el primer pozo a más de 30.000 pies de profundidad.
- 1975** Se nacionalizan las compañías petroleras en Venezuela, Arabia Saudita y Kuwait.
- 1977** El petróleo de Alaska llega al mercado.
- 1977** *YPF* descubre en Neuquén el gran yacimiento gasífero de Loma La Lata. Las reservas de gas en el país pasan a ser más importantes que las de petróleo.
- 1979** Quinta crisis petrolera: el barril sube de 13 a 34 dólares.
- 1979** *YPF* descubre los yacimientos gasíferos de Ramos y Aguaragüe en Salta.
- 1985** Se anuncia en Houston, Texas, el plan de ese nombre para reactivar la exploración en la Argentina.
- 1989** El tanquero “Exxon Valdés” derrama 40.000 m³ de petróleo en las costas de Alaska, lo que crea un serio cuestionamiento a la industria.
- 1990** Sexta crisis petrolera: Irak invade a Kuwait.
- 1991-1996** Período de transformación de la industria en el país. Se desregulan los mercados y se privatizan Yacimientos Petrolíferos Fiscales, que pasa a llamarse *YPF S.A.*, y Gas del Estado. La República Argentina pasa definitivamente a ser exportador neto de petróleo.
- 1994** Se inaugura el oleoducto de Neuquén hasta Concepción, en Chile.



→ Camión de transporte, Malargüe, Mendoza, década 30-40, AGN.



Vista parcial de la destilería de YPF en Chachapoyas, Salta.

- 1996** Se concreta la incorporación al IAP de las Empresas Transportadoras y Distribuidoras de Gas, modificándose el nombre por Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).
- 1997** Se inaugura el gasoducto a Santiago de Chile, Gas Andes, y comienza la exportación de gas natural a dicho país.
- 1999** La española *Repsol* adquiere la totalidad de las acciones de *YPF S.A.*
- 1999** El primero de enero entra en circulación el Euro como moneda única europea.
- 2000** La población mundial, según estimaciones, ha llegado a los 6000 millones de habitantes.
- 2001** Se deteriora la situación económica en el país. Se declara la intangibilidad de los depósitos bancarios.
- 2001** Se produce el ataque a las Torres Gemelas en Nueva York.
- 2002** Eduardo Duhalde asume la Presidencia de la República. Se anula la Ley de Convertibilidad.
- 2002** La empresa norteamericana Enron presenta su bancarrota.
- 2003** En marzo se realizan las elecciones presidenciales: Carlos S. Menem renuncia a pesar de haber triunfado, pues necesitaba ballottage. Asume la presidencia Néstor Kirchner.
- 2004** George Bush es reelegido presidente de los Estados Unidos de América.
- 2004** La población argentina llega a 37.994.000 habitantes. El 20 de octubre se sanciona la ley 25.943, por la cual se crea la Empresa Energía Argentina S.A. (Enarsa). Continuo ascenso del precio del petróleo: llega a superar los 70 dólares.
- 2005** Renuncia el ministro de Economía, Roberto Lavagna. Muere el Papa Juan Pablo II, asume el Cardenal alemán Joseph Ratzinger, con el nombre de Benedicto XVI. El país paga anticipadamente su deuda con el Fondo Monetario Internacional.
- 2006** Se modifica la Ley de Hidrocarburos (ley 17.319) otorgándole a las provincias la administración de sus recursos.
- 2007** Como consecuencia de la modificación de la ley 17.319, distintas provincias tradicionalmente no petroleras inician concursos para asignar áreas de exploración.
- 2008** En el mes de febrero el precio del barril de petróleo en el mercado internacional superó la barrera de los cien dólares estadounidenses.



03



El dominio del subsuelo

03 | El dominio del subsuelo: ¿Quién es el dueño del subsuelo? ¿A quién pertenecen los hidrocarburos?

En el territorio americano coexisten dos sistemas institucionales, provenientes de los ordenamientos jurídicos que poseían los países que descubrieron y poblaron este continente.

Uno de ellos se basa en instituciones del derecho anglosajón (régimen del Common Law) y rige fundamentalmente en los Estados Unidos de América por su origen británico.

El otro, por su herencia española, proviene del Continente Europeo (régimen del Derecho Continental) y rige en los países de Centro y Sudamérica.

Estos sistemas institucionales brindan respuestas diferentes al interrogante de este capítulo, y su adopción por los diferentes países reviste fundamental importancia para la organización y desarrollo económico de cualquier país ubicado en este continente.

Así, en el caso de los Estados Unidos de América predomina el criterio de propiedad privada para los recursos del subsuelo. Para el resto de los países latinoamericanos predomina el criterio de propiedad estatal originaria de los mismos.

En los Estados Unidos de América se ha otorgado predominio al principio de accesión, heredado del sistema jurídico británico, cuya sustancia se halla resumida en la siguiente expresión latina: *“cujus est solum, ejus est usque ad coelum et ad inferos”* (aquel a quien pertenece la superficie de un fundo, también es dueño de todo lo que se encuentra por encima y por debajo de esa superficie, con una extensión indefinida, hasta lo más alto –el cielo– y las mayores profundidades –los infiernos–).

La aplicación de este criterio de dominio, permitió que las riquezas del subsuelo fueran propiedad de los individuos dueños del fundo superficial y no del Estado en el que se hallan ubicados.

Ello sirvió como aliento a la inversión privada, la toma de riesgo y la innovación tecnológica.

En estos casos, la propiedad privada del petróleo y del gas desarrolló para su exploración la figura del “contrato de arrendamiento”: el propietario del suelo contrataba con un tercero para perforar la superficie del terreno y obtener los minerales que se encontraban por debajo de ella, especificándose en los contratos los términos, condiciones de pago y obligaciones de ambas partes.

Complementando el principio de propiedad privada, y como respuesta a los conflictos derivados del carácter migrante de los hidrocarburos (el petróleo y el gas no respetan los límites del terreno y pueden ser drenados desde pozos vecinos), la jurisprudencia desarrolló la “regla de captura”.

En 1889 la Suprema Corte de Pennsylvania emitió un fallo por el que se asimilaba la movilidad del petróleo crudo con la de un ciervo que en marcha veloz transita en libertad, de propiedad en propiedad, hasta que es capturado por un dueño en sus tierras. Los tribunales –trabajando por analogía con los conflictos emergentes entre los distintos copropietarios– determinaron que la propiedad del petróleo y del gas en su estado natural no existía (pese a que se les prohibía a terceros perforar horizontalmente, por considerarse intrusión en la propiedad ajena, desde una superficie que no se encontrara por encima de las reservas): así, la propiedad sólo se haría efectiva cuando se tomara posesión física. De esta manera se complementó el título de propiedad sobre los minerales sólidos existentes en el terreno abarcando el caso de los minerales migrantes.

La “regla de captura” se mantiene aún hoy vigente en los Estados Unidos. Es importante comentar que este nuevo concepto, el de la norma de captura (*rule of capture*), modificó los hábitos y formas de exploración y producción de los yacimientos acelerando los tiempos y costos de desarrollo, dado que en la práctica la perforación de un pozo exitoso impulsaba a los propietarios vecinos a perforar rápidamente con el fin de “capturar” su porción de producción y/o evitar el escape al campo vecino. Esto creó gran cantidad de actividad y también, en muchos casos, un desorden inicial.

Contrariamente, y como resultado de la herencia institucional de España y Portugal, en América Latina rigió el régimen regalista, por el cual el rey o su sucesor institucional, los Estados Soberanos, eran los propietarios de las riquezas del subsuelo.

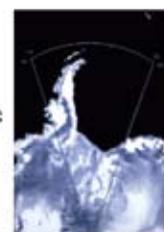
Ya antes del descubrimiento de América, las Ordenanzas de Alcalá de 1348 establecían que el Rey de Castilla era propietario de



Mapa de imagen satelitaria de la República Argentina.

Escala: 1:2.500.000 Proyección: Conforme a Gauss
Referencia: Posgar 94. Imágenes Landsat TM

Fuente: Instituto Geográfico Militar





→

El ayer y el hoy.

En primer plano un equipo de producción de 1917, en el km 20 de Comodoro Rivadavia. Al fondo, un equipo actual extrayendo petróleo.

las riquezas del subsuelo (*todas las mineras de oro, é plata, é de plomo, é de otra guisa cualquiera minera sea en el señorío del Rey, ninguno non sea osado de labrar en ella sin mandato del Rey*), tendencia que se vio acentuada con las riquezas minerales halladas en el Nuevo Mundo.

La independencia de los países de la región reafirmó este principio, transfiriéndose lo que pertenecía al dominio del monarca, al dominio de los nuevos estados nacionales surgidos como consecuencia del proceso emancipador de las posesiones españolas y portuguesas en América.

Así, la propiedad estatal originaria de los hidrocarburos abrió las puertas a una fuerte regulación estatal del sector e, inclusive, a la creación de empresas estatales orientadas a la apropiación o participación del Estado Soberano en la renta de los hidrocarburos producidos.

Tal el caso de YPF (República Argentina), Petrobras (Brasil), Pemex (México) y PDVSA (Venezuela), entre otras.

El caso argentino

En este marco latinoamericano, la Argentina adoptó, luego de algunos vaivenes, un régimen dominial-regalista, por el cual el recurso pertenece al Estado nacional, pero puede ser explotado por concesión legal otorgada a empresas públicas o a inversores privados.

Éstos aportan las inversiones y tecnología para la exploración y explotación de los hidrocarburos descubiertos así como la operación de las unidades correspondientes, soportando las consecuencias del riesgo minero.

Su principal contraprestación al Estado concedente es el pago de una regalía que, ordinariamente, es del 12% de la producción bruta de hidrocarburos, admitiéndose algunas deducciones. El régimen fiscal es el general para las actividades económicas del país.

Durante muchos años, siguiendo una corriente que aún persiste en varios países, el monopolio de la exploración y explotación de hidrocarburos recayó en una empresa estatal, al igual que el transporte y la distribución del gas natural.

La identificación de los hidrocarburos con aspectos relativos a la estrategia nacional y a la soberanía del Estado, hicieron que algunas decisiones políticas que posibilitaban el acceso del capital privado a su explotación, fueran más tarde cuestionadas y revocadas.

En 1967, con la promulgación de la ley 17.319, el acceso de los

inversores privados quedó cristalizado mediante la consagración del régimen de permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos.

No obstante ello, esta norma declaraba que los hidrocarburos existentes en el subsuelo constituyen patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional.

A pesar de la apertura iniciada por la ley 17.319, durante varios años más, los hidrocarburos fueron explotados por la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales a quien se le había reservado áreas de explotación exclusivas, haciéndolo por sí o con la colaboración de contratistas que la misma norma le autorizaba a utilizar.

Primero la ley 21.778 de contratos de riesgo, y luego el llamado Plan Houston, lanzado en el año 1985, fueron intentos de aliento a la inversión exploratoria (el segundo más agresivo que el primero) que se mantuvieron en la esfera de control de la actividad por parte de YPF.

La desregulación de la industria

La desregulación general de la economía que tuvo lugar en el país a partir de inicios de la década del 90 se plasmó en este sector de la actividad económica por la sanción y promulgación de la ley



→ Distintos equipos históricos conservados en Comodoro Rivadavia en el km 20.

23.696, llamada de Reforma del Estado, que delegó atribuciones al Poder Ejecutivo nacional para concretar diversas privatizaciones de entidades, activos y actividades estatales entre las que quedaban comprendidas las de YPF. La Argentina decidió la continuidad de la explotación de sus recursos hidrocarburíferos mediante el régimen de concesiones, en otros países también conocido como permiso o licencia, en lugar de los tradicionales esquemas de *risk service contract* o el de *production sharing agreement*.

Bajo este nuevo marco normativo, los antiguos contratos de servicios se transformaron en permisos de exploraciones y concesiones de la ley 17.319 que confirieron a sus titulares el derecho a explorar a su riesgo y a explotar los hidrocarburos descubiertos.

A través de un régimen jurídico diseñado especialmente para alentar y proteger las inversiones necesarias para un desarrollo agresivo de la explotación hidrocarburífera, el Poder Ejecutivo nacional, utilizando facultades propias y delegadas por el Congreso de la Nación, dictó los decretos 1055, 1212 y 1589 del año 1989.

Por ellos se otorgó la propiedad y libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos, lo que implica el derecho a transportarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados libremente en el mercado interno o externo.

La construcción de ductos para la evacuación de hidrocarburos propios es también libre, así como la instalación de refinerías y bocas de expendio –respetando, claro está, las normas de seguridad y urbanismo–.

La industria conduce sus actividades en un ámbito esencialmente desregulado, sujeto a los estándares usuales de cuidado del recurso que administra, bajo el parámetro de un operador prudente y capacitado y sometido a normas de contenido técnico operativo y ambiental.

Complementando estas disposiciones, y a fin de perfeccionar el sistema jurídico y económico que sustentaría la nueva organización del sector y el impulso definitivo a las inversiones en exploración, se puso en vigencia un proceso de libertad cambiaria respecto de ingresos y egresos de divisas y remesas de fondos al exterior.

La convertibilidad de la moneda local fue garantizada por ley del Congreso y la relación con el dólar estadounidense fue fijada en una tasa de cambio de uno a uno.

La aplicación de este conjunto normativo posibilitó un nota-



ble desarrollo de las inversiones en el sector, el crecimiento de la producción y de las exportaciones de gas natural, petróleo crudo y derivados.

La participación de las provincias argentinas

En todo el desarrollo de este proceso, las provincias argentinas en cuyo territorio se hallaban los yacimientos de hidrocarburos explotados por iniciativa del Estado federal reclamaban en forma constante el respeto a sus autonomías y una mayor participación en la política de desarrollo de la industria basada en los recursos hidrocarburíferos que les pertenecían.

Como resultado de tal actividad lograron, primero, la transferencia de dominio de las áreas no exploradas dispuesta por la ley 24.145, y luego, la concreción de su máxima aspiración: **el reconocimiento del dominio originario de esos recursos.**

Para ello la Convención Constituyente de 1994 incorporó al artículo 124 de la Constitución Nacional un párrafo estableciendo que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”: se trata de un acto de discernimiento de los recursos naturales, dando satisfacción política y jurídica a las provincias que durante tantos años bregaron por ese reconocimiento.

Sin embargo, este proceso que hasta ese momento se desarrollaba con total normalidad generando un notable crecimiento en inversiones y producción sufrió un severo impacto económico provocado por las condiciones macroeconómicas adversas que debió enfrentar el país al iniciarse el siglo XXI y cuyo desarrollo se describe sucintamente en el próximo apartado.

La crisis económica de comienzos del siglo XXI

La primera década del siglo XXI comenzó signada por la profunda crisis económica y social ocurrida en el país a fines del año 2000 y que impactó severamente en todas las estructuras económicas nacionales y como consecuencia de ello también en el desarrollo de la industria petrolera nacional.

La gravedad de la crisis determinó que el Congreso de la Nación pusiera en vigencia un régimen jurídico de excepción sancionando la ley 25.561 (B.O. 06/01/2002) que declaró –en todo el territorio nacional– la emergencia pública en materia social, económica, financiera y cambiaria, cuyos efectos aún perduran luego de sucesivas prórrogas en su vigencia.

Una de las principales disposiciones de esa ley derogó el régimen de convertibilidad de la moneda que había dispuesto –a principios de los años 90– la ley 23.928 y que establecía una relación cambiaria de un peso igual a un dólar estadounidense.



Además, la Ley de Emergencia devaluó el peso nacional fijando una nueva relación de cambio entre el peso y el dólar estadounidense, el cual alcanzó un valor equivalente a tres pesos. Y esta paridad oscilaría –en el futuro– conforme las cotizaciones del mercado de cambios nacional.

Sin embargo, esta nueva relación no se aplicó simétricamente a todos los precios de la economía.

Para el caso de los contratos de la Administración Pública, se dispuso la pesificación de las tarifas de los servicios públicos y precios de los contratos energéticos, a una nueva relación de cambio equivalente a un dólar igual a un peso devaluado quedando así reducido el precio contractual a un 30% de su real valor respecto del dólar.

Este sistema, también denominado de pesificación asimétrica, significó un grave perjuicio para los contratos cuya ecuación económica se basaba en el tipo de cambio de la convertibilidad ($\$ 1 = \text{u}\$s 1$) y con cuya relación se habían calculado los parámetros económicos de los contratos y se habían diseñado los compromisos financieros de largo plazo por parte de los operadores.

A partir de ese momento, se necesitaba contar con ingresos tres veces superiores al expresado en cada contrato para equilibrar la relación original.

Pero los precios de los contratos y servicios no variaron en esa escala para compensar la diferencia.

Además, se dejaron sin efecto las cláusulas indexatorias y de ajuste de precios existentes en las relaciones contractuales vigentes a ese momento y –también– se crearon retenciones fiscales a los precios de los hidrocarburos producidos en el país para la venta en los mercados nacionales, o comprendidos en programas de exportación de empresas concesionarias.

De esa manera, el Fisco nacional participaría de las utilidades extraordinarias provenientes del crecimiento constante del precio de los hidrocarburos en los mercados internacionales.

Esta severa normativa se complementó con dos disposiciones adicionales destinadas a morigerar el impacto sobreviniente a los contratos de servicios públicos en vigencia comprendidos en el nuevo régimen.

Por la primera de ellas, el Poder Ejecutivo nacional queda autorizado a renegociar los contratos de servicios públicos concesionados a prestadores privados, teniendo como objetivo principal

el restablecimiento del equilibrio económico-financiero que pertenece a la esencia de esos contratos, determinándose en dicha norma los criterios a tener en cuenta para el logro de los objetivos buscados por el legislador.

Por otra parte, la misma norma dispuso la invariabilidad de las obligaciones de las prestadoras, pendiente la vigencia del sistema de emergencia, y se creó, en el Congreso nacional, la Comisión Bicameral de Seguimiento que debe controlar y aprobar los acuerdos a los que se arribaren en las renegociaciones que lleve adelante el Poder Ejecutivo nacional.

Como consecuencia de la vigencia de este régimen de emergencia económica las autoridades energéticas crearon –sin un ordenamiento adecuado– un sinnúmero de normas, disposiciones, instrucciones y otras medidas de excepción al régimen legal vigente, con el objeto de reconducir el sector y procurar la menor afectación posible al conjunto de los usuarios.

Ello sin tener en consideración que este desordenado proceso generaría un dilatado sentimiento de inseguridad entre los operadores e inversores, que contribuyó –entre otras causas– a una creciente parálisis de nuevas inversiones en las áreas hidrocarbúferas y en los servicios públicos energéticos, con una importante



afectación en los niveles de producción y la declinación de los volúmenes de las reservas nacionales.

La transferencia del dominio originario

Esta crisis económica nacional que se había generado y extendido fuera el ámbito de la industria de los hidrocarburos impactó severamente en su desarrollo.

A ello debe agregarse –como una circunstancia significativa adicional– la demorada concreción de la transferencia del dominio de los yacimientos de hidrocarburos a las administraciones provinciales, conforme lo dispuesto por el artículo 124 de la Constitución Nacional según su reforma del año 1994. Los sucesivos proyectos no concretados y las constantes indefiniciones retardaron decisiones relacionadas con la continuidad de las tareas de exploración en búsqueda de nuevos recursos.

Cabe entonces hacer notar que el 6 de diciembre de 2006 (doce años después de la reforma constitucional) el Congreso nacional sancionó la ley 26.197 (ley Corta) que fue promulgada de hecho el 3 de enero de 2007 y publicada en el Boletín Oficial el 5 de enero de 2007, y cuyas disposiciones serán materia de comentario en el apartado siguiente.

Ley 26.197: sus principales disposiciones

El artículo 1º de esta ley declara que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Por ello, se reconoce a los Estados provinciales y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el dominio originario de los yacimientos de hidrocarburos situados en su territorio, y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, o del Río de la Plata en su caso.

También dispone la transferencia a las provincias, de pleno derecho y sin trámites adicionales, de todos los actuales permisos de exploración y concesiones de explotación, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional, incluyendo la



facultad de su administración, y sin afectación de los derechos de los particulares que los estuvieren explotando.

Sin embargo, la restitución del ejercicio del dominio originario, del poder concedente y la administración de los recursos hidrocarbúricos ubicados en el ámbito territorial local, no incluye la facultad de reglar y legislar acerca de las relaciones que nacen de su uso y goce por los particulares.

Esta potestad está reservada al Congreso de la Nación por la Constitución Nacional (art. 75, incs. 12, 18 y 32 compatible con el art. 124) y regulada por la Ley de Hidrocarburos 17.319 aplicable por la Nación o las provincias según su respectiva competencia territorial.

Asimismo, la ley 21.697 agrega que las jurisdicciones locales ejercerán las funciones de contraparte en los permisos de exploración, concesiones de explotación y concesiones de transporte de hidrocarburos y, como autoridades de aplicación, ejercerán actividades de fiscalización y control conforme a la ley 17.319, exigirán el cumplimiento de las obligaciones legales en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, pago de regalías y canon. También dispondrán la extensión de los plazos legales y contractuales cuando ello correspondiere y aplicarán el régimen sancionatorio de la ley 17.319.

Finalmente, cabe mencionar que la ley que comentamos declara de manera expresa que el diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo nacional y que las provincias tienen el derecho exclusivo para otorgar, prorrogar y declarar la caducidad de permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos.

El alcance de este dominio originario en nada afecta a los derechos otorgados bajo las prescripciones de las leyes 23.696 y 17.319 –que gozan de la garantía de inviolabilidad de la propiedad privada consagrada por los artículos 14 y 17 de la Constitución Nacional– ni a las facultades del Congreso nacional para dictar el Código de Minería y toda la legislación sustantiva en materia de explotación de yacimientos de minerales. Una vez operada la transferencia efectiva de las áreas hidrocarbúricas a las provincias, éstas serán las autoridades concedentes de los derechos sobre dichas áreas, cuyo marco jurídico general continuará siendo regulado por el Congreso federal.

La regulación del gas natural

Las consideraciones sobre la producción de gas natural no difieren de las enunciadas para los hidrocarburos en general. El régimen de transporte y distribución de este hidrocarburo se mantiene regulado con carácter de servicio público prestado por empresas privadas, pero sometido a un intenso control estatal por su calidad de monopolio natural. Se imponen ciertas restricciones a la integración vertical: no se permite a las compañías de transporte comprar ni vender gas y a las productoras de gas no les está permitido tener participaciones controlantes en empresas transportistas o distribuidoras de gas natural. Las actividades de transporte y distribución de gas natural se llevan a cabo calificadas como servicio público y en virtud de licencias obtenidas en procesos licitatorios internacionales públicos y abiertos.

La exportación de gas natural se encuentra sujeta a permiso previo, el que tiene por objeto vigilar el abastecimiento del mercado interno, que es un concepto en evolución. En los círculos especializados se reconoce que el mero crecimiento en las reservas y producción de gas se ha dado bajo el marco del incentivo que implica la libertad para elegir el mercado o destino posible. Por lo tanto, la prioritaria atención de las necesidades del consumo interno exige condiciones económicas que incentiven la continuidad de la inversión exploratoria y su desarrollo.



Avanza también el entendimiento de que no existe regulación capaz de superar las carencias de la naturaleza y que los productos llegan a donde la demanda los requiere. El desarrollo creciente de las posibilidades de acceso del gas natural licuado (GNL) a mercados distantes aleja las dificultades geográficas que hacían temer por la carencia de fluido.

Asimismo, las políticas de integración regional de los países del Cono Sur les han advertido a éstos, ahora con mayor claridad, que la atención de las necesidades energéticas de los países de una misma región se satisfacen mejor con la participación de todos ellos en los recursos gasíferos de la misma.

Sinopsis histórica del dominio del subsuelo en la Argentina, con referencia a los hidrocarburos

En la siguiente Cronología puede leerse con mayor detalle la historia del dominio del subsuelo en la Argentina, con los correspondientes antecedentes jurídicos españoles.

→

Cronología jurídica del dominio del subsuelo en la Argentina.

Antecedentes jurídicos españoles

| Año | Autoridad | Hechos |
|------|--|--|
| 1138 | Rey Alfonso VII | Ordenamiento de Alfonso VII en las Cortes de Nájera: establece el régimen regalista y la propiedad real del subsuelo. |
| 1348 | Rey Alfonso de España | Ordenanzas de Alcalá. Propiedad Real de las minas. Sistema regalista. |
| 1504 | Reyes Católicos | Se emite Real Cédula que se incorpora a la Recopilación de Indias, que establece la regalía minera en “la quinta parte de lo que sacaren neto”. Se reafirma el sistema regalista. |
| 1574 | Virrey del Perú Francisco de Toledo | Sanción de las Ordenanzas de Toledo. Establecen taxativamente la propiedad real de todos los minerales y el sistema de concesiones (regalista). Este primer código fue la base del |



→

Felipe II

| | | |
|-------------|---|---|
| | | derecho minero americano del Perú, Chile y el Río de la Plata. |
| 1584 | Rey Felipe II, España | Ordenanza del Nuevo Quaderno. Código minero español de gran difusión en América. |
| 1683 | Virrey del Perú don Melchor de Navarra y Rocafull | Se recopilan las Ordenanzas de Toledo y otras disposiciones menores en la Recopilación de las Ordenanzas del Perú. |
| 1776 | Rey Carlos III | Creación del Virreinato del Río de la Plata. |
| 1783 | | Ordenanzas de Nueva España. Código minero de notable vigencia primeramente en México y luego en Perú y Chile. Por Real Cédula se extiende su vigencia al virreinato del Río de la Plata. |
| 1810 | Primera Junta | Revolución de Mayo. Regían en ese momento las Ordenanzas de Nueva España, cuya vigencia ratifica el Triunvirato en 1813, con la emisión del Reglamento de Mayo. |
| 1816 | | Declaración de la Independencia. |
| 1817 | | Estatuto Provisional. Establece que hasta que la Constitución determine lo conveniente, subsistirán todos los códigos legislativos del antiguo gobierno español. |
| 1826 | Gobernador Arenales, Salta | Dicta un decreto de signo contrario a la legislación hispánica. Si bien no aborda la propiedad del subsuelo, adopta lineamientos de incentivos a la actividad privada, seguridad jurídica, etc. |
| 1853 | Confederación Argentina | Se sanciona la Constitución de 1853. Comienza el período de Organización Nacional. Se dicta el Estatuto de Hacienda y Crédito de la Confederación. Vigencia de las Ordenanzas de Nueva España. |



→ Edificio del Congreso en Buenos Aires



→ El Cabildo en la actualidad (atrás aparece la torre del Palacio Legislativo de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires).



→ Plaza de Mayo, Buenos Aires, Argentina (atrás, la Casa de Gobierno o "Casa Rosada")



→ Foto del año 1900 del presidente Julio Argentino Roca

| | | |
|-------------|-----------------------|---|
| 1862 | Santiago Derqui | Domingo de Oro redacta el primer proyecto de Código de Minería. |
| 1865 | Bartolomé Mitre | Leonardo Villa solicita permiso para explotar petróleo en la provincia de Jujuy. Dicho permiso es denegado. En el mismo año se concede el permiso de explotación a la Compañía Jujeña de Kerosene S.A. Fallo de la Corte denegando el pedido de Miguel Francisco Aráoz solicitando la propiedad del subsuelo. |
| 1871 | Domingo F. Sarmiento | Se sanciona el Código Civil de Vélez Sarsfield. Federico Stuart solicita permiso y le es denegado. |
| 1875 | Nicolás Avellaneda | Ley del Congreso autorizando la redacción de un nuevo proyecto del Código de Minería, "debiendo tener en cuenta que las minas eran bienes privados de la nación o de las provincias según el territorio donde se encontraren". El Código de Minería es redactado por el Dr. Enrique Rodríguez. Teodosio López obtiene una concesión del gobierno de Jujuy y se convierte en el primer explotante. |
| 1886 | Julio A. Roca | El Congreso aprueba el Código de Minería. Ley 1919. La propiedad de las minas es de la nación o de las provincias; se adopta el sistema regalista y otras instituciones de la tradición hispánica. |
| 1899 | Julio A. Roca | Un decreto del P.E. permite al Ministerio de Agricultura realizar exploraciones mineras en el país. |
| 1903 | Julio A. Roca | Se sanciona la Ley de Tierras Fiscales 4167. |
| 1907 | José Figueroa Alcorta | Descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia. Decreto de |

| | | |
|-------------|-----------------------|--|
| | | reservas fiscales a “cinco leguas a todo rumbo”. |
| 1910 | Roque Sáenz Peña | Ley 7059. Reserva de 5.000 hectáreas para la explotación oficial. Apertura al sector privado de la reserva de 1907. |
| 1911 | | Creación de la Dirección General de Explotación de Comodoro Rivadavia. |
| 1913 | | El diputado Adrián Escobar presenta un proyecto de ley autorizando al P.E. a formar empresas mixtas para la explotación de petróleo. Dicho proyecto no fue aprobado. |
| 1914 | Victorino de la Plaza | Comienza la Primera Guerra Mundial. Restricción al comercio de carbón. Los diputados Alfredo Demarchi y Tomás de Veyga presentan distintos proyectos, no aprobados, para crear empresas mixtas. |
| 1916 | Hipólito Yrigoyen | Los diputados Carlos F. Melo y Rodolfo Moreno presentan un proyecto de ley proponiendo que todas las concesiones pasen al P.E. Comienza la explotación privada. Ascende a 5% de la producción total de petróleo. |
| 1918 | | Finaliza la Primera Guerra Mundial. |
| 1919 | | La política de Yrigoyen toma un impulso de creciente participación del Estado en la cuestión petrolera. |
| 1922 | Marcelo T. de Alvear | Creación de YPF, primera empresa petrolera estatal latinoamericana. La participación de los particulares era del 23% del total. |
| 1925 | | YPF. Refinería de La Plata. |
| 1927 | | Sanción de la Cámara de Diputados de un proyecto de ley que propone la nacionalización del petróleo. Debate parlamentario. El Senado no aprueba el proyecto. Las empresas particulares representaban el 40% del total del petróleo extraído. |



Logotipo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado



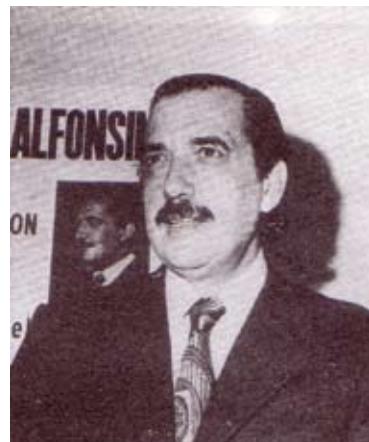
→
Arturo Frondizi (1908-1995)



→
Mapa topográfico de las Islas Malvinas.

| | | |
|-------------|---------------------|---|
| 1932 | Agustín P. Justo | Ley Orgánica de YPF 11.668. |
| 1934 | | La producción de los particulares llega al 64% de la producción total. Comienza el ciclo descendente de la producción privada. YPF desplaza a los particulares. |
| 1935 | | Ley 12.161. Reglamenta el mercado de petróleo y reafirma la propiedad pública de las minas de petróleo e hidrocarburos fluidos (nación y provincias). |
| 1937 | | Cupos a la importación de petróleo. Regulan la comercialización (cupos). |
| 1939 | | Comienzo de la 2da Guerra Mundial. |
| 1940 | | Producción particular: 40% del total. |
| 1945 | Edelmiro J. Farrell | Fin de la Segunda Guerra Mundial. Los particulares producen el 32% del total. Continúa la declinación de la producción privada: creciente monopolización de YPF. |
| 1949 | Juan D. Perón | Constitución de 1949. Nacionalización del petróleo. |
| 1950 | | Producción privada: 26% del total. |
| 1955 | Eduardo A. Lonardi | Perón intenta un contrato de explotación con la Compañía California Argentina, subsidiaria de la Standard Oil. El contrato no se aprueba. Producción total de petróleo: 4.800.000 m ³ . Producción privada: 16% del total. |
| 1958 | Arturo Frondizi | Ley 14.773. "El petróleo es un bien imprescriptible e inalienable de la Nación". Después de décadas de desincentivos la participación privada era de sólo 12,4% del total. |
| 1959 | | Contratos petroleros. Aumento notable de la producción a 7.300.000 de m ³ y de la participación privada. |
| 1962 | José M. Guido | Producción de petróleo: 15.000.000 de |

| | | |
|-------------|--------------------------------|--|
| | | m ³ . Participación privada en ascenso: 33%. |
| 1963 | Arturo H. Illia | Decreto 744/63. Anulación de los contratos petroleros. Se estanca el incremento de la producción en 15.000.000 de m ³ . |
| 1967 | Juan Carlos Onganía | Ley de Hidrocarburos 17.319. Ley de Impuestos a los Combustibles 17.597. El decreto 6803 (1968) reglamenta la Ley de Hidrocarburos 17.319. |
| 1970 | Roberto M. Levingston | Producción total: 22.700.000 de m ³ . Participación privada: 32%. |
| 1974 | María Estela Martínez de Perón | Decreto 632/74. Se nacionalizan las bocas de expendio. |
| 1975 | | Ley 21.024. Declara de interés nacional al estudio de las posibilidades que ofrecen las riquezas petrolíferas de la Plataforma Submarina de las Islas Malvinas, Antártida e Islas del Atlántico Sur. Producción total: 22.900.000 de m ³ . Participación privada: 26,2%. |
| 1976 | Jorge R. Videla | Apertura de convenios con particulares para la explotación de petróleo. |
| 1978 | | Ley 21.778. Establece el régimen legal de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos (los contratos fueron reconvertidos según decretos 1055, 1212 y 1589 del año 1989). |
| 1980 | | Producción total: 28.500.000 de m ³ . Participación privada: 35,7%. |
| 1982 | Leopoldo F. Galtieri | Roberto Aleman, ministro de Economía, propone dar la propiedad del subsuelo a los tenedores de la superficie. |
| 1983 | Raúl R. Alfonsín | Se detiene el crecimiento de la producción de petróleo. Se estanca en los 26/27 millones de m ³ . |
| 1985 | | Decreto 1443/85. "Plan Houston". |



→
Raul Alfonsín, en el año 1974.



Carlos Menem, presidente de Argentina de 1989 a 1999

| | | |
|-------------|-----------------|--|
| | | Reglamenta a la ley 17.319 en lo referente a contratos de exploración y posterior explotación de hidrocarburos. Producción total: 26.600.000 de m ³ . Participación privada: 32,5%. |
| 1989 | Carlos S. Menem | Ley 23.696. Emergencia Administrativa. Reforma del Estado. |
| 1989 | | Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89. Desregulación. Reglamentan a la ley 17.319 en lo relativo a concesión de áreas, provincias productoras de hidrocarburos, contratos de exploración y áreas de interés exploratorio. Establecen libre disponibilidad de hidrocarburos, liberan la exportación y el tipo de cambio. Eliminan cuotas de crudo y desregulan refinerías y bocas de expendio. Producción total: 28.000.000 de m ³ . Participación privada: 40%. |
| 1990 | | Continúa la política petrolera. Decretos 2733/90 y 2778/90. Decretos de reforma de YPF. Se concesionan las áreas marginales (interés secundario). |
| 1991 | | Decreto 44/91. Reglamenta el transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio prestado por medio de instalaciones permanentes y fijas. |
| 1991 | | Leyes 23.966 y 23.988. Aprueban impuestos sobre combustibles líquidos y gas natural. |
| 1991 | | Decreto 2178/91. Plan Argentina. Convoca a Concurso Público Internacional para la adjudicación de permisos de exploración conforme a lo establecido en la ley 17.319 y en los decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89. |

| | |
|------|--|
| | Producción total: 28.500.000 de m ³ . Participación privada: 51,5%. |
| 1992 | Ley 24.076. Decreto 1738/92. Privatización de Gas del Estado. Establece el marco regulatorio para el transporte y distribución de gas natural o servicio público nacional. Crea Ente Regulador. |
| 1992 | Ley 24.145. Federalización de Hidrocarburos. La propiedad de los yacimientos de petróleo es de las provincias. Transformación empresaria y privatización del capital de YPF Sociedad Anónima. Privatización de activos y acciones de YPF S.A. Producción total: 32.200.000 de m ³ . Participación privada: 59,1%. |
| 1993 | YPF. Empresa mixta. Producción total 34.000.000 de m ³ . Participación privada: 100% (considerando YPF privada). |
| 1993 | Decreto 2731. Desregula el precio del gas natural y crea registros de compañías operadoras en el mercado de gas. |
| 1994 | Constitución de la Nación Argentina. La reforma constitucional de 1994 establece en la Segunda Parte, Título Segundo: "Gobierno de Provincias", art. 124; "Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio". Producción total: 38.000.000 de m ³ . |
| 1995 | Decreto 951/95. Establece normas relativas a la exportación de gas natural. |
| 1995 | Decreto 998/95. Establece Arancel Externo Común del Mercosur sobre combustibles líquidos y gas. Producción total: 41.800.000 de m ³ . |



El actual Palacio del Congreso



→

El entonces presidente Néstor Kirchner encabezó el acto conmemorativo del desembarco en las Islas Malvinas.

| | |
|--------------------------------|---|
| 1996 - 1999 | Leyes 24.698 y 25.239. Modifican a la ley 23.966 sobre impuestos a los combustibles líquidos y al gas natural. Producción total: 46.502.000 de m ³ . |
| 2001 | Decreto 1028. Crea el Sistema de Información Federal de Combustibles. |
| 2002 | Decretos 645 y 867. Declaran en emergencia el abastecimiento de hidrocarburos en todo el territorio nacional. Crean un registro de contratos de operaciones de exportación de gasoil, petróleo crudo y gas licuado, a cargo de la Secretaría de Energía. |
| 2002 | Ley 25.561. Declara la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Crea de un derecho a la exportación de hidrocarburos. |
| 2002 | Decreto 2703. Fija un límite máximo para la libre disponibilidad de las divisas provenientes de la exportación de petróleos crudos, gas natural y gases licuados. |
| 2003 Néstor C. Kirchner | Ley 25.745. Modifica la ley 23.966 de impuesto a los combustibles. Producción total: 43.087.000 de m ³ . |
| 2004 | Ley 25.943. Crea la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (Enarsa), que tendrá por objeto llevar a cabo el estudio, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural y la generación, |

transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Tendrá la titularidad en áreas de exploración y explotación sobre las áreas marítimas nacionales que no se encuentran sujetas a permisos o concesiones. Producción total: 40.651.000 de m³.

2005 Leyes 26.019 y 26.020. Establecen el marco regulatorio para la industria y comercialización de gas licuado de petróleo y normas para el abastecimiento de gas propano para redes de distribución. Producción total: 38.621.000 de m³.

2005 Ley 26.022. Establece un Plan Nacional de Abastecimiento de Gasoil, eximiendo de impuestos establecidos por ley 23.099 y por otras normas legales.

2005 Ley 26.028. Decreto 564. Establece un impuesto sobre la transferencia a título o importación de gasoil con afectación específica al desarrollo de proyectos de infraestructura vial, a compensaciones tarifarias a las empresas de servicios públicos de transporte de pasajeros por automotor, al transporte de cargas por automotor y a los subsidios e inversiones para el sistema ferroviario.

2005 Ley 26.074. Exime de impuestos a las importaciones de gasoil y diesel oil y su venta en el mercado interno, destinadas a compensar los picos de demanda, incluyendo las necesidades para el mercado de generación eléctrica.

2006 Ley 26.093. Crea un régimen de promoción para la producción y el uso sustentables de biocombustibles.



→ Cristina Fernández de Kirchner con bastón y banda presidencial (10 de diciembre de 2007)

| | |
|-------------|--|
| | <p>Establece autoridad de aplicación, habilitación de plantas productoras. Reglamenta el mezclado de biocombustibles con combustibles fósiles.</p> |
| 2006 | <p>Ley 26.154. Crea regímenes promocionales para la exploración y explotación de hidrocarburos que serán de aplicación en todas las provincias que adhieran al mismo y en la Plataforma Continental Argentina. Establece el régimen de excepción para áreas de exploración en concesiones otorgadas por la ley 17.319 y sus normas complementarias.</p> |
| 2006 | <p>Ley 26.181. Establece un impuesto sobre la transferencia o importación de naftas y sobre el gas natural comprimido para el uso como combustible en automotores, o cualquier otro combustible líquido que los sustituya en el futuro. El impuesto tiene afectación específica al desarrollo de proyectos, obras, mantenimiento y servicios de infraestructura hídrica, de recuperación de tierras productivas, de control y mitigación de inundaciones y de protección de infraestructura vial y ferroviaria. Producción total: 38.268.000 de m³.</p> |
| 2006 | <p>Ley 26.197. Federalización de Hidrocarburos: Sustituye el artículo 1° de la ley 17.319, modificado por el artículo 1° de la ley 24.145. Administración de las provincias sobre los yacimientos de</p> |

hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera.

2007

Ley 26.217. Prorroga la vigencia del derecho a la exportación de hidrocarburos creado por el artículo 6° de la ley 25.561. Producción total: 37.300.000 de m³.





04

→

El carbón mineral, el petróleo y el gas natural

04 | ¿Qué son el carbón mineral, el petróleo y el gas natural?

El carbón mineral, el petróleo y el gas natural, los combustibles fósiles de la naturaleza, son hidrocarburos provenientes de **biomasa** metamorfozada por centenares de millones de años de acción geológica y bacteriana; la biomasa proviene de la fotosíntesis producida por la energía solar, así que los combustibles fósiles podrían considerarse como “energía solar concentrada”.

Difieren entre sí por la relación molecular entre el carbono y el hidrógeno. El gas natural, que está constituido principalmente por metano, tiene una relación de 4 a 1 entre átomos de hidrógeno y átomos de carbono en la molécula. La variación es continua hasta llegar al carbón en el que la relación es de 1 a 1 (y menos) y está asociado, según el tipo de carbón, a hidrocarburos de alto peso molecular.

El petróleo está compuesto fundamentalmente por una mezcla de hidrocarburos de distintos números de átomos de carbono. Las moléculas de estos hidrocarburos pueden ser cerradas formando anillos (compuestos **aromáticos**) o abiertas, con ramificaciones o no (compuestos alifáticos). Tanto el petróleo como el carbón están acompañados por otros elementos en mucha menor proporción, como azufre, nitrógeno y sales inorgánicas.

La proporción de estos distintos compuestos varía según los yacimientos donde el petróleo se encuentra: la profundidad, la existencia de roca sello, el origen biológico de los sedimentos originales (marino, terrestre); haciendo que el petróleo pueda variar de color, desde el negro hasta el verde amarillento y el rojizo, y de **densidad**, desde petróleos livianos de densidad menor a $0,8 \text{ gr/cm}^3$ hasta petróleos pesados y viscosos que pueden ser inclusive más densos que el agua, hasta $1,02 \text{ gr/cm}^3$.

Del mismo modo varían sus propiedades físicas tales como **viscosidad**, índice de refracción, **punto de ebullición**, etc.

El petróleo es habitualmente menos denso que el agua e inmis-



cible con ésta. Por ello en los yacimientos se encuentra embebido el sistema poral de la formación por encima del agua, y arriba del petróleo generalmente hay gas.

En cuanto al gas natural, está constituido preponderantemente por metano, que es el más simple de los hidrocarburos pues contiene un solo átomo de carbono. Pero puede contener hidrocarburos de 4 átomos de carbono y más. Cuando la proporción de hidrocarburos de cadena más larga es baja, se lo denomina gas seco; si es más alta, se llama gas húmedo y el líquido que se separa durante la producción se denomina condensado de gas natural. También suele contener anhídrido carbónico e impurezas como sulfuro de hidrógeno.

Los combustibles fósiles son las fuentes de energía primaria más importantes para la humanidad. Carbón, gas y petróleo producen el 80% de toda la energía que consume el planeta, quedando el 20% restante para la energía hidroeléctrica, la energía nuclear, la energía eólica, la biomasa, la solar.

Esta situación no es sustentable en el tiempo, porque la com-

→

Componentes del petróleo, denominación química y producto (comprende sólo hidrocarburos simples a presión atmosférica)

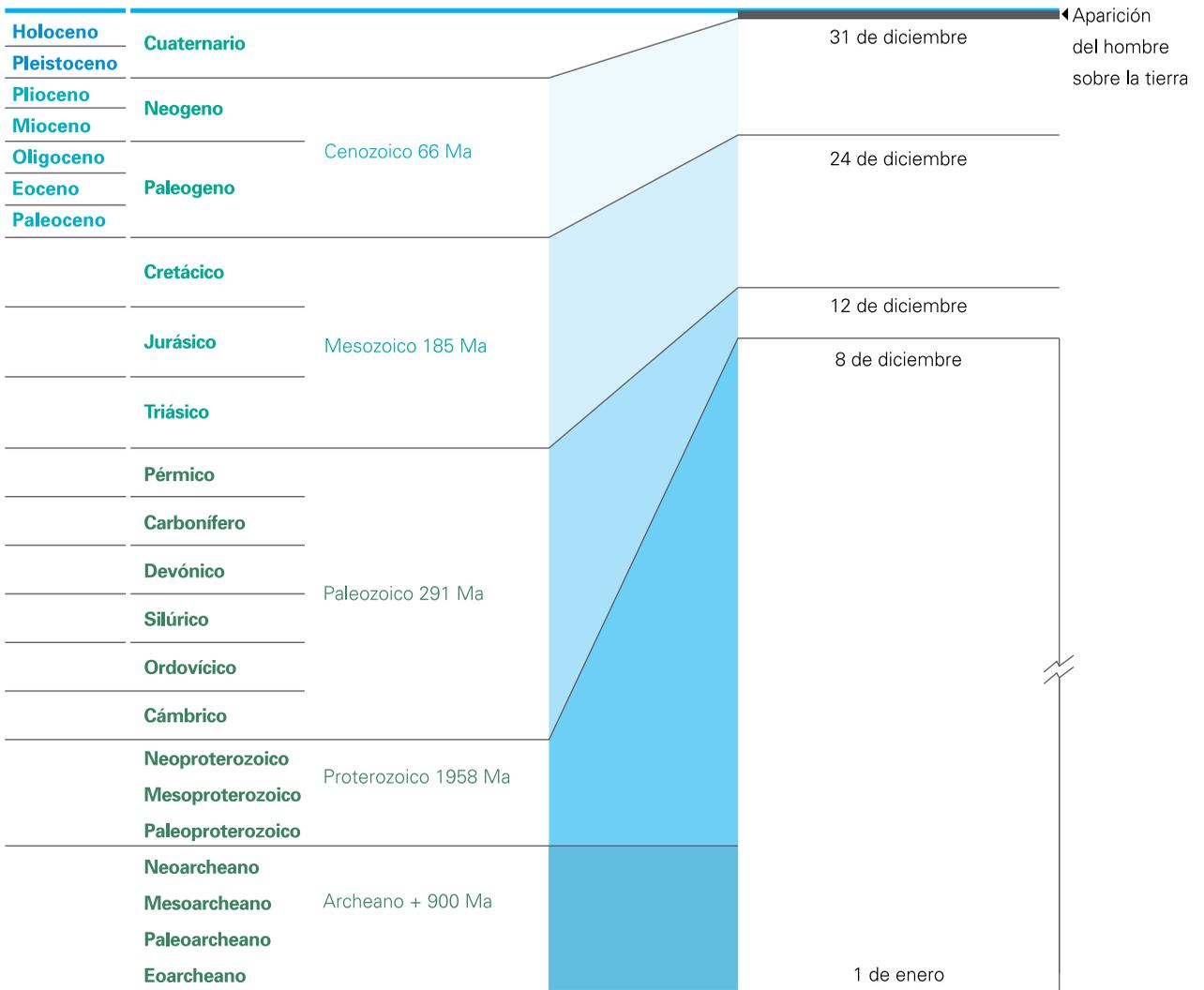
| Denominación química | Estado normal | Punto aproximado de ebullición | Productos empleo primario | |
|--|--|---|--|--|
| Metano Etano | CH ₄ C ₂ H ₆ | Gaseoso Gaseoso | -161°C (-258°F) -88°C (-127°F) | Gas natural combustible / Productos petroquímicos |
| Propano Butano | C ₃ H ₈ C ₄ H ₁₀ | Gaseoso Gaseoso | -42°C (-51°F) 0°C (31°F) | GLP / Productos petroquímicos |
| Pentano Hexano | C ₅ H ₁₂ C ₆ H ₁₄ | Líquido Líquido | 36°C (97°F) 69°C (156°F) | Naftas de alto grado |
| Heptano Octano Nonano Decano Undecano-N, Hendecano | C ₇ H ₁₆ C ₈ H ₁₈ C ₉ H ₂₀ C ₁₀ H ₂₂ C ₁₁ H ₂₄ | Líquido Líquido Líquido Líquido Líquido | 98°C (209°F) 125°C (258°F) 150°C (303°F) 174°C (345°F) 195°C (383°F) | Gasolina natural (substancia base para combustibles para motores de combustión interna, turbinas) |
| Dodecano-N | C ₁₂ H ₂₆ | Líquido | 215°C (419°F) | Kerosene |
| Tetradecano-N | C ₁₄ H ₃₀ | Líquido | 252°C (487°F) | Gas Oil |
| Eicosano-N | C ₂₀ H ₄₂ | Sólido a temp amb. | 367°C (693°F) | Parafina muy liviana |

bustión de energías fósiles produce gases de efecto invernadero, el principal de los cuales es el anhídrido carbónico (CO₂); la absoluta mayoría de los países del mundo ya ha tomado conciencia de ello y ha firmado el Protocolo de Kioto, que reduce y limita la emisión de gases de efecto invernadero.

Pero revertir el uso de energías fósiles llevará decenas de años, porque los combustibles fósiles son la base energética de la humanidad.

→

Comparación proporcional entre la duración de las eras geológicas y un año calendario





05

→

Condiciones para la existencia de yacimientos de petróleo y gas

05 | Condiciones para la existencia de yacimientos de petróleo y gas

Un yacimiento de petróleo y/o gas debe estar asociado a una cuenca sedimentaria y para su existencia deben confluír los siguientes elementos:

- Carga de hidrocarburos
- Roca reservorio
- Trampa

Cuenca sedimentaria

La existencia de una cuenca sedimentaria es condición forzosa para la existencia de un yacimiento de hidrocarburos. Una cuenca sedimentaria es una depresión de la corteza terrestre con tendencia a hundirse (subsistir) y donde se depositan las rocas sedimentarias. Las rocas sedimentarias son las únicas en las cuales se generan los hidrocarburos y también donde mayormente éstos se acumulan (existen algunos casos excepcionales, cuando las acumulaciones de petróleo y gas ocurren en rocas graníticas, volcánicas o metamórficas). El área de estas cuencas es muy variable, desde pocas decenas de miles de km² a superar el millón de km², mientras que su espesor es en general de miles de metros (mayor a 10.000 m en algunos casos). Estas cuencas sedimentarias se encuentran rodeadas por zonas llamadas de **basamento**, formadas por rocas más antiguas a las del relleno y cuya erosión genera los sedimentos que van a parar a la cuenca y transformarse en rocas sedimentarias. Ejemplos de cuencas en la Argentina son Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral.

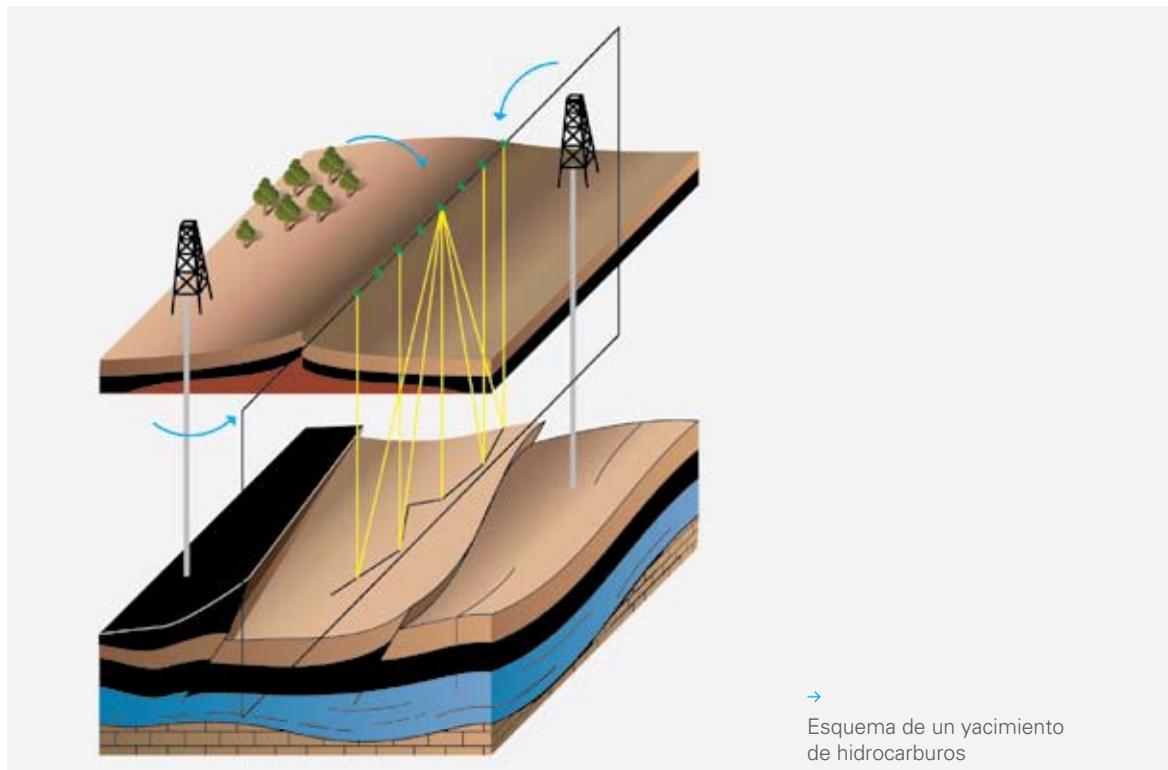
Carga de hidrocarburos

Para que una roca sea cargada con hidrocarburos, es necesario que se trate de un tipo de roca que los pueda generar para luego

producir su expulsión y migración hacia el reservorio. Allí el hidrocarburo quedará almacenado hasta su explotación por el hombre o que salga a superficie formando manaderos.

A principios del siglo XX las opiniones sobre el origen del petróleo se dividían entre dos grupos: los que sostenían su origen orgánico y quienes le atribuían un principio inorgánico. Actualmente sólo se acepta como verdadera la hipótesis de origen orgánico. Según ella, durante millones de años las sustancias orgánicas provenientes de restos de animales y vegetales tales como plancton, algas y diversos microorganismos, fueron quedando incorporados a los sedimentos que se depositaban en el fondo de los mares y lagos donde estos organismos vivían.

Normalmente a esa profundidad no hay oxígeno, por lo cual la materia orgánica se preserva. Estos sedimentos del fondo, en general arcillosos, constituyeron lo que luego sería la “roca generadora” de petróleo. Esta roca es a su vez cubierta por otros sedimentos y así va quedando enterrada a una profundidad cada vez mayor, sometida a presiones y temperaturas más altas de las que soportaba cuando se depositó.



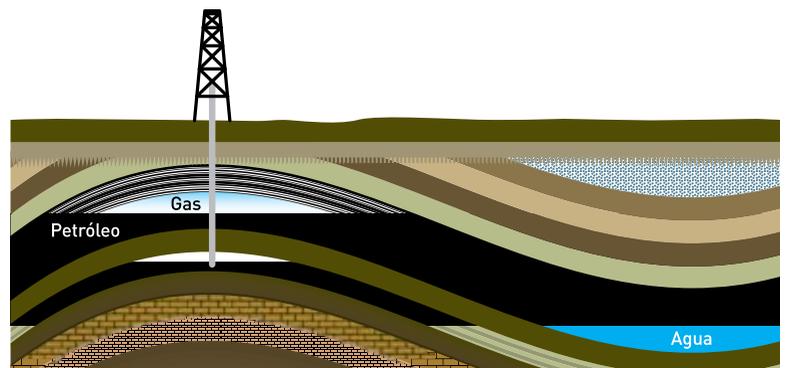
La generación de petróleo y/o gas se produce como en una cocina. Cuando la roca generadora se calienta, la materia orgánica se va transformando y descomponiendo hasta llegar a los compuestos orgánicos más simples, que son los hidrocarburos. Para que todo este proceso tenga lugar es necesario que transcurra mucho tiempo (millones de años). Por eso se dice que el petróleo es un recurso no renovable, pues el tiempo que tarda en formarse es enorme comparado con la duración de la civilización humana.

Al estar en profundidad, la roca generadora está sometida a presión, lo que hace que poco a poco el petróleo o gas generado sufra la “expulsión” de la roca generadora (del mismo modo que al apretar un trapo húmedo). Ese hidrocarburo se desplaza a través de pequeñas fisuras o por el espacio poral que hay entre los granos de las rocas vecinas, empujando parte del agua que suele estar ocupando esos espacios. El petróleo y el gas, al ser más livianos, desplazan al agua cuando se mueven hacia arriba buscando lugares de menor presión. El proceso durante el cual el petróleo y el gas pueden llegar a viajar grandes distancias (hasta cientos de kilómetros) se llama “migración”.

De este modo el petróleo llega en ocasiones a la superficie de la tierra, formando manantiales como los que se pueden ver en el sur de Mendoza, como así también en Neuquén, Salta y Jujuy entre otras provincias. Cuando el escape es de gas, en ocasiones se inflama dando origen a los llamados fuegos perpetuos, venerados por algunos pueblos en la antigüedad. Cuando los hidrocar-



Esquema de un anticlinal clásico con acumulación de hidrocarburos, mostrando los contactos gas-petróleo y petróleo-agua.



buros no pueden alcanzar la superficie pues se encuentran con una barrera que les impide continuar, empiezan a acumularse en un lugar bajo la superficie del suelo, dado origen a un yacimiento o acumulación.

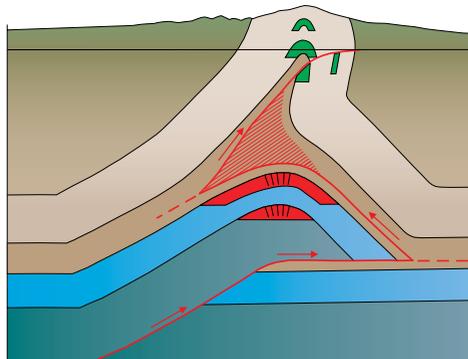
Roca reservorio

No es cierta la idea generalizadora de que el petróleo se encuentra bajo la tierra en grandes “cavernas” o “bolsones” o “lagos subterráneos”. En realidad el petróleo se encuentra “embebido” en cierto tipo de rocas, a las que se denomina reservorios. Un reservorio es una roca que tiene espacios que pueden contener fluidos dentro de sí, denominados poros, que son capaces de contener petróleo o gas del mismo modo que una esponja contiene agua. Un ejemplo de ellos es un manto de arena, donde los poros son los espacios que hay entre los granos. La capacidad de los poros de contener distintos tipos de fluidos puede observarse en cualquier playa, donde es fácil distinguir entre la arena “seca” y la arena “mojada”. Esta última tiene sus poros llenos (o mejor dicho saturados) de agua, mientras que en la arena “seca” están llenos de aire. En un yacimiento, los poros del reservorio están saturados con petróleo o gas.

Hay dos propiedades fundamentales que describen un reservorio: porosidad y permeabilidad. La **porosidad** es el porcentaje de espacios libres (poros) respecto del volumen total de roca y da una medida de su capacidad para almacenar fluido. La **permeabilidad** describe la facilidad con que un fluido dado puede moverse a través de los poros de la roca; esta propiedad controla el caudal que puede producir un pozo ya sea de agua, petróleo o gas. Los hidrocarburos al cargar el reservorio no pueden reemplazar totalmente al agua que originalmente ocupaba a los poros, así siempre una parte del espacio poral está ocupada por agua. La **saturación de hidrocarburos** expresa el porcentaje del espacio poral que está ocupado por petróleo o gas.

Trampa

Para que se forme un yacimiento, el petróleo y el gas tienen que concentrarse en un lugar, evitando escapar hacia la superficie. Este elemento que favorece la concentración es la **trampa**. Haciendo



→

Distintos tipos de trampas estructurales que contienen petróleo (verde) y gas (rojo), en un pliegue idealizado de la región subandina del noroeste de la Argentina (adaptado de Kozlowski *et al.*, 2005).

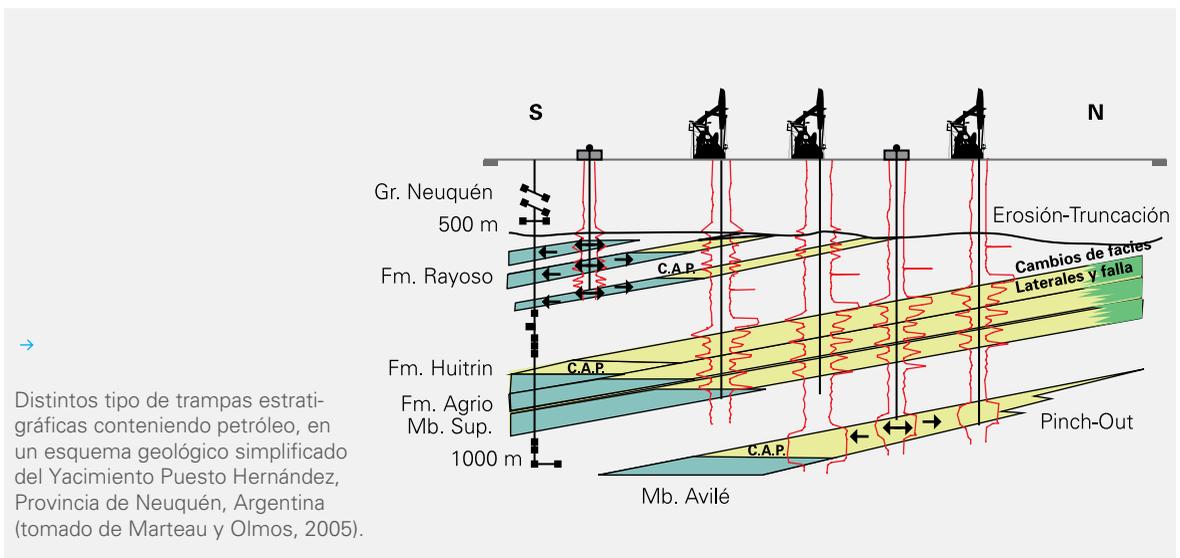


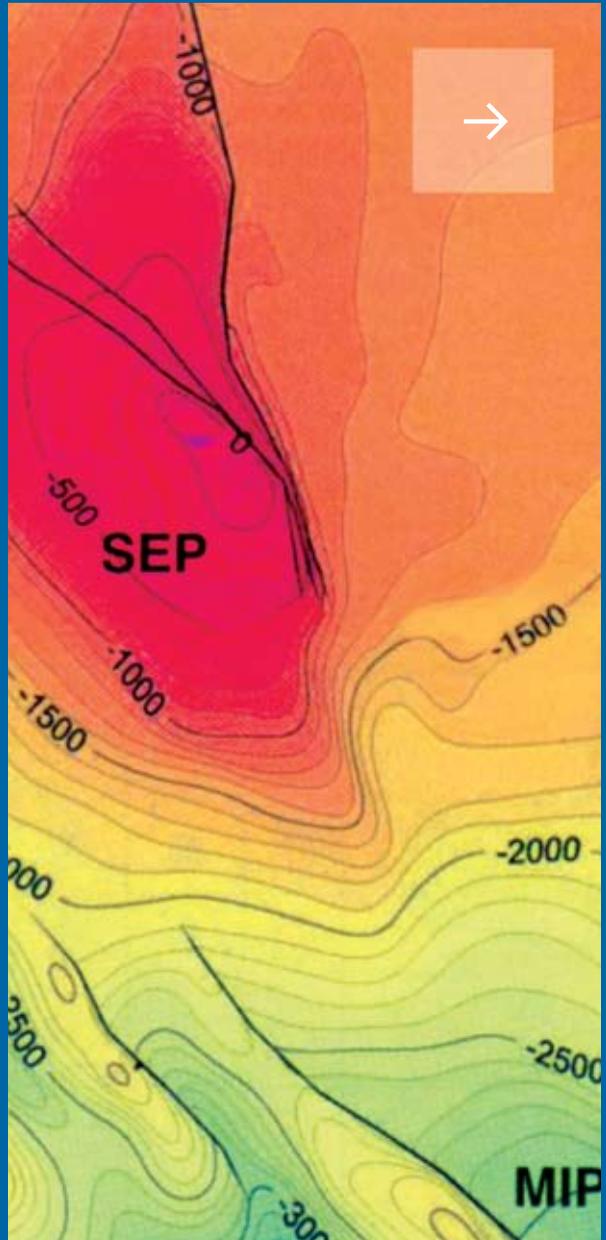
do analogía, la trampa funciona como un vaso de vidrio lleno de aire que se sumerge invertido en agua: hace falta un material impermeable o sello (el vidrio) y una forma o trampa que contenga al aire (la forma de vaso).

El **sello** funciona como una barrera que impide el ascenso vertical del hidrocarburo y está compuesta por una roca impermeable, que cubre al reservorio. En general es una roca arcillosa aunque puede tener otra naturaleza como sal, yeso y hasta rocas volcánicas.

Hay dos formas básicas de trampa, la trampa estructural que se produce por deformación del reservorio junto con el sello que lo cubre y deja zonas de las cuales no puede escapar el hidrocarburo en su movimiento ascendente. Los tipos más comunes corresponden a los anticlinales y domos. La trampa estratigráfica se produce por cambios en la sedimentación del reservorio. Estos cambios representados por pérdida de espesor, porosidad o permeabilidad del reservorio interrumpen la migración del hidrocarburo desarrollándose el yacimiento pendiente abajo del cambio.

Se han descrito las condiciones necesarias para la existencia de un yacimiento. Se verá ahora cuál es el camino para encontrarlo.





06



Exploración

06 | Exploración

Exploración es el término usado en la industria petrolera para designar la búsqueda o prospección de petróleo y/o gas. Es una etapa que, de ser exitosa, concluye con el descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos.

Desde el siglo XIX, con los primeros exploradores –verdaderos aventureros intuitivos– y hasta la actualidad, se han ido desarrollando nuevas y muy complejas tecnologías, acompañadas por la formación de técnicos y científicos especializados cuyos atributos esenciales son su alto grado de conocimiento en ciencias de la tierra, mucha imaginación y sentido común, paciencia y coraje. Sin embargo, el avance tecnológico –que ha permitido disminuir la incertidumbre– no ha logrado aún hallar un método que permita en forma indirecta definir la presencia de hidrocarburos. Por ello, para comprobar su existencia finalmente se debe recurrir a la perforación de pozos exploratorios (no hay descubrimiento sin que un pozo lo pruebe).

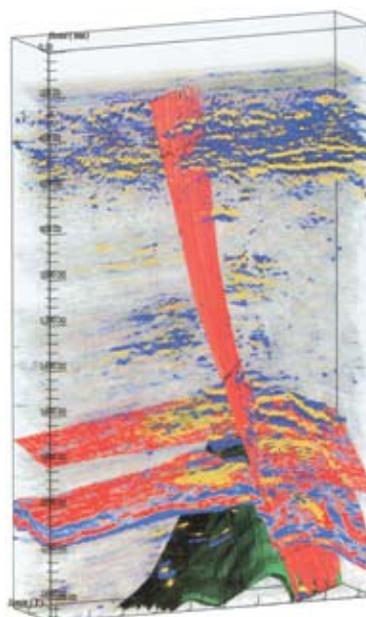
En la exploración petrolera participan principalmente geólogos y geofísicos, especialistas en ciencias de la tierra. Los métodos que emplean son muy variados: desde el estudio geológico de las formaciones rocosas que están aflorando en superficie hasta la observación indirecta, a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración. Hoy las herramientas y los métodos utilizados en exploración han alcanzado niveles no imaginados unos pocos años atrás, especialmente debido al avance y la ayuda de la informática que permite almacenar y manejar millones de datos con rapidez y eficacia. Las imágenes satelitales, la detección por radar de manaderos de hidrocarburos en el mar, las herramientas de perfilaje de última generación y la sísmica tridimensional son algunos de los ejemplos de este avance en las técnicas de exploración.

Una de las herramientas más utilizadas por los exploradores son los **mapas**. Hay mapas geológicos o de afloramientos (que



muestran las rocas que hay en la superficie), mapas topográficos (que indican las elevaciones y los bajos del terreno, con curvas que unen puntos de igual altitud) y los mapas del subsuelo. Estos últimos son quizás los más importantes porque permiten mostrar la distribución, propiedades y forma que toman las capas rocosas en el subsuelo. Estos mapas de subsuelo se generan con la ayuda de información de pozos preexistentes y de sísmica de reflexión, una técnica básica en la exploración de hidrocarburos.

La sísmica de reflexión consiste en emitir ondas elásticas (una vibración) en la superficie del terreno (con explosivos enterrados en el suelo o con camiones vibradores, en el caso de exploración en tierra, o con cañones de aire en el mar, en el caso de la exploración marina), las que se transmiten a través de las capas del subsuelo y se reflejan cada vez que haya un cambio importante en el tipo de roca. Las ondas reflejadas son recibidas en superficie y, conociendo el tiempo que tardan en llegar y la velocidad de las capas, se infiere la posición en profundidad y la geometría de las capas afectadas por las ondas emitidas. El producto final es una “imagen” del subsuelo. La adquisición de líneas sísmicas puede realizarse con un grillado 2D, es decir en dos dimensiones, o con grillado 3D, en tres dimensiones. La ventaja principal de la sísmica 3D radica en la



→ La ventaja de la sísmica en 3D radica en la enorme cantidad de información que proporciona.

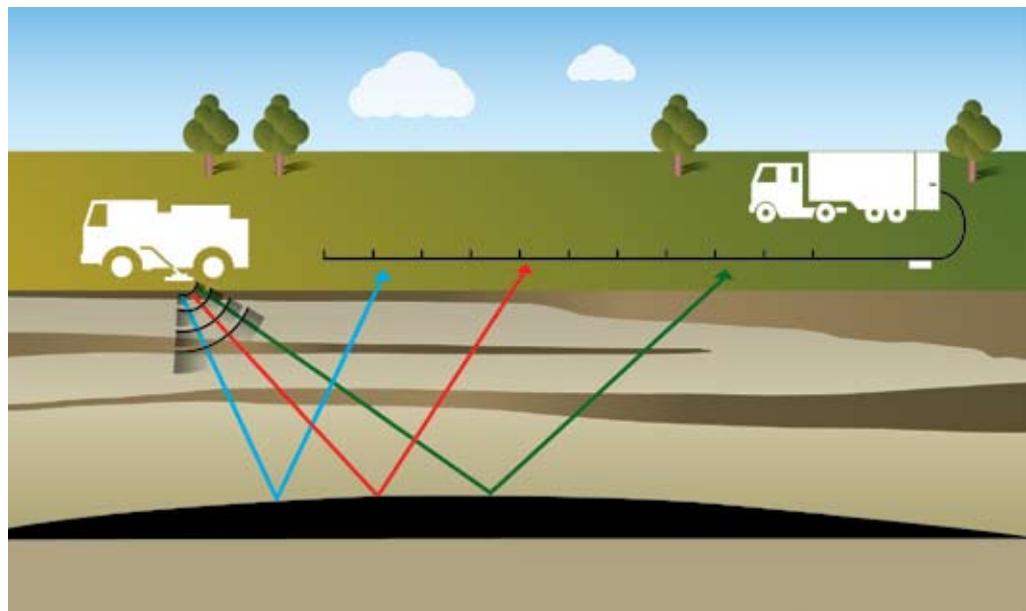
enorme cantidad de información que proporciona con respecto a la 2D, con la cual se reducen las incertidumbres con respecto a la geometría y la posición de las capas en el subsuelo. La desventaja son los costos: el de un kilómetro de sísmica 3D es superior al de un kilómetro lineal de sísmica 2D.

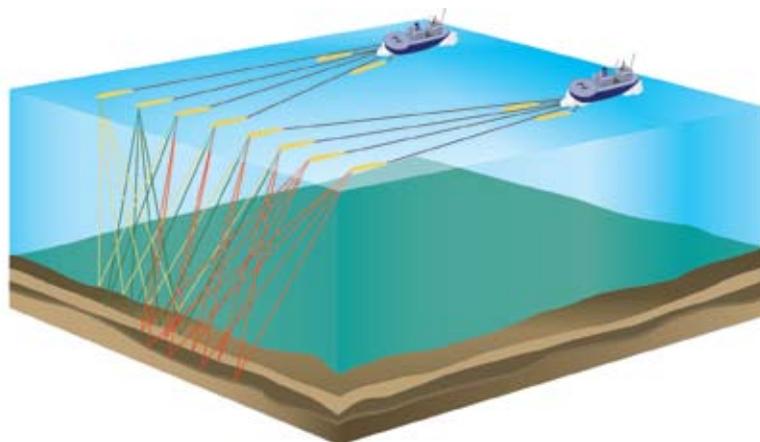
Además de la sísmica de reflexión hay otras técnicas geofísicas que tienen aplicación en la exploración, son los denominados métodos potenciales principalmente representados por la **gravimetría** y **magnetometría**, dos herramientas utilizadas durante las primeras fases de la exploración, que permiten determinar el espesor sedimentario. Un **gravímetro** y un **magnetómetro** de alta sensibilidad montados en un aeroplano resultan excelentes herramientas para la localización de cuencas sedimentarias al permitir inferir la ubicación de la sección sedimentaria de mayor espesor y delinear los límites de la cuenca.

La aerogravimetría, en combinación con la aeromagnetometría, nunca podrán reemplazar la información sísmica, pero sí constituir una ayuda efectiva para una racional programación de los trabajos de prospección sísmica en la exploración de yacimientos. El costo de llevar a cabo una campaña de registro aerogravi/magnetométrico, cubriendo una concesión de 5.000 km² de superficie ubicada en Sudamérica está entre los 200.000 a 300.000 dólares. El costo

→

Las ondas de sonido emitidas desde la superficie del terreno y transmitidas a través de las capas del subsuelo rebotan nuevamente hasta la superficie cada vez que cambia el tipo de roca, lo que permite la confección de los "mapas" del suelo.





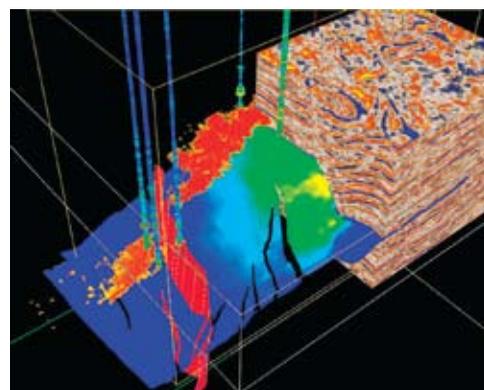
La sísmica también permite la exploración de las cuencas marinas.

de prospección sísmica 3D cubriendo sólo 250 km² puede llegar a superar de diez a cincuenta veces aquel monto, de acuerdo con las características del terreno que se explore.

La **geoquímica de superficie** consiste en la detección directa de hidrocarburos considerando que los yacimientos sufren pérdidas hacia la superficie. Se basa en la medición de los gases concentrados en muestras de suelos, cuyo mapeo permite inferir la ubicación de una acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Esta técnica se basa en el principio de que el gas acumulado en el subsuelo migra vertical y lateralmente hacia la superficie a través de las distintas capas de roca y también a través de fracturas, sin existir la roca sello perfectamente impermeable que pueda detenerlo.

La complejidad de los servicios de alta tecnología y la capacitación y especialización de un verdadero equipo multidisciplinario de exploración convierten a este primer escalón en la búsqueda de hidrocarburos en un área industrial extremadamente cara. Sin embargo, todo resulta menos oneroso que perforar en el lugar equivocado y, aun así, la garantía total de éxito no existe. De esto último se deduce que en el negocio de la exploración se ponen en juego decisiones de riesgo que requieren grandes recursos financieros.

Si la exploración ha sido exitosa y se ha efectuado un descubrimiento comercial con un pozo, se inician los trabajos de delimitación del yacimiento descubierto con la perforación de otros nuevos –en muchos casos con una registración de sísmica 3D previa–, para efectuar luego la evaluación de las reservas. Esto significa que desde el descubrimiento de un nuevo yacimiento hasta su total desarrollo

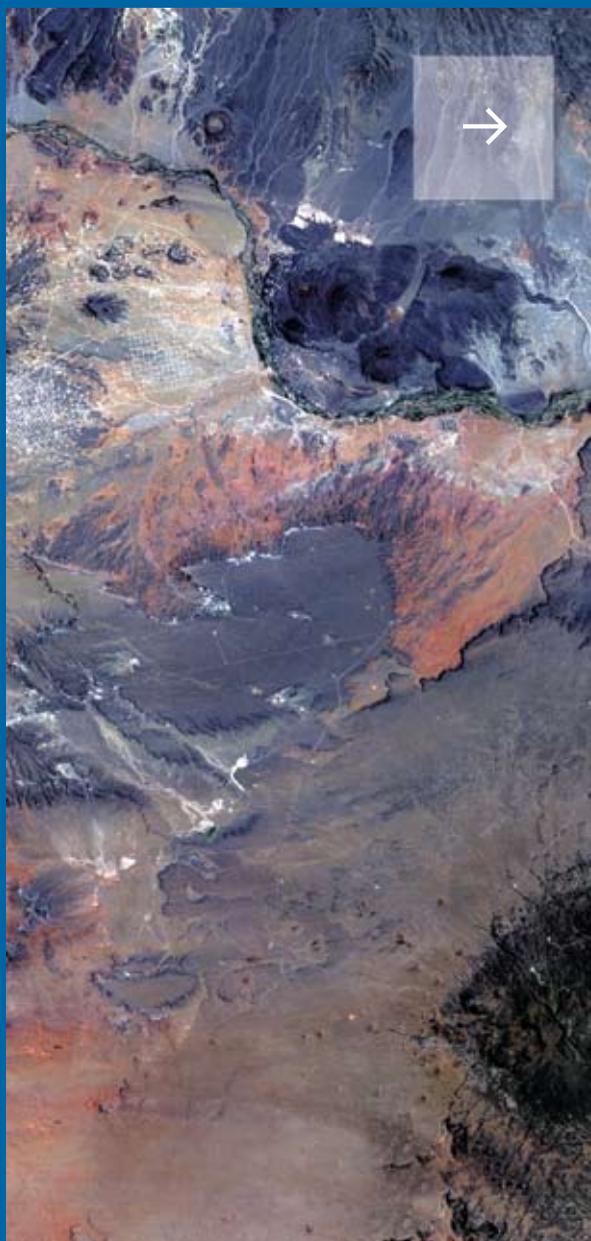


Vista tridimensional de un volumen de información sísmica 3D donde se muestra los datos de los pozos, la sísmica propiamente dicha, la representación areal de un nivel interpretado y la expresión de un atributo sísmico.

pueden ser necesarios varios años de trabajos adicionales en los que deben invertirse grandes sumas de dinero.

Como se menciona en el primer párrafo de este capítulo, con la exploración comienza la relación entre el hombre y la tierra o su ambiente y el tan difícil equilibrio que permite que el hombre se abastezca y no dañe su entorno. Entre los especialistas que participan en todas las etapas de la industria, desde la búsqueda de los hidrocarburos hasta su consumo, se encuentran los que se dedican al estudio y protección de la naturaleza, a los efectos de conocer el impacto que pueden provocar las actividades en la región donde se localizan los trabajos y la forma de evitarlo o de minimizar el riesgo que éstos generan. Más adelante se trata puntualmente este tema tan importante, pero es indispensable saber que, en la actualidad, la industria del petróleo y del gas invierte grandes cantidades de dinero en el cuidado ambiental y en remediar la degradación del entorno, que el hombre, por necesidad, puede llegar a provocar.





07

→

Reservas

07 | Reservas

Se entiende por **reservas** de petróleo y gas al volumen de hidrocarburos de un yacimiento ya descubierto, que será posible producir de ahora en más en condiciones rentables. Para determinarlas, lo primero que se debe saber es cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como “petróleo original *in situ*” (POIS, en inglés Original Oil in Place: **OOIP**) o “gas original *in situ*” (GOIS, en inglés Original Gas in Place: OGIP). Este cálculo obliga al conocimiento de:

- el volumen de la roca productora;
- la porosidad de esta roca (espacio intersticial disponible para la acumulación de fluidos);
- la saturación de hidrocarburos en el medio poroso: porcentaje de poros ocupados por petróleo o gas (hay que descontar lo que es agua);
- la profundidad, presión y temperatura de las capas productivas, amén de sus propiedades termodinámicas (de forma de estimar cómo va a variar el volumen de los fluidos en su viaje a la superficie);

Todos estos datos se van obteniendo a medida que se perforan los pozos, lo que permite delimitar la extensión del yacimiento y tomar los registros y las muestras necesarias para la determinación de los parámetros antes mencionados. Los cálculos se van rehaciendo a medida que transcurre el tiempo y se cuenta con mayor información.

La “reserva” de un yacimiento es una fracción del “petróleo original *in situ*” ya que nunca se recupera el total del petróleo existente. Por ende, para determinar la reserva resulta necesario estimar cuál será el factor de recuperación del yacimiento, factor que implica conocer el tipo de empuje (ver Capítulo 9), la presión, las características petrofísicas del reservorio (permeabilidades efectivas, mojabilidad, etc.), las características del fluido (gas disuelto, viscosidad, merma), la geometría del yacimiento (buzamiento, presencia de

intercalaciones, etc.) y la forma de explotación. La obtención de estos datos requiere de mediciones estáticas (perfiles, ensayo de pozos, sísmica, estudios stratigráficos, etc.) y dinámicas (seguimiento de caudales y presiones a lo largo del tiempo).

La recuperación final de un yacimiento generalmente está entre el 10 y el 60% del POIS (en el caso de reservorios de petróleo) y entre el 50 y 90% del GOIS (para el caso de reservorios de gas).

Una vez que se conocen los límites y características del yacimiento y las reservas que contiene, llega el momento de planificar su desarrollo, o sea definir cuántos pozos de producción se van a perforar, de qué características serán éstos (verticales, horizontales, de explotación dual, etc.), si se va a inyectar agua para mejorar la recuperación, qué tipo de instalaciones de superficie son necesarias, cuánta gente hará falta para la operación y cuál será el monto de las inversiones y gastos necesarios. De esta forma, se podrá evaluar económicamente el desarrollo y determinar si se trata de un buen negocio o no.

Básicamente, el desarrollo de un yacimiento consiste en la perforación de pozos que lleguen al reservorio y extraigan el petróleo que éste contiene, y en el montaje de las instalaciones para su tratamiento en superficie. Cuando un yacimiento está en producción genera una cantidad de gastos (energía eléctrica para motores de los pozos, sueldos del personal, reparaciones, etc.). La producción se discontinúa cuando los ingresos por ventas comienzan a ser inferiores a los costos operativos (límite económico). Este petróleo extra que se podría recuperar cuando cambie la situación económica no constituye parte de las reservas; se llama *recurso contingente*.

Tampoco forma parte de las reservas el petróleo que se podría obtener si un prospecto exploratorio resultase productivo; en este caso el nombre es *recurso prospectivo*.

Resumiendo, el volumen total de petróleo y/o gas que se estima existe en un yacimiento es el petróleo y/o gas *in situ*. Por su parte, el volumen de estos hidrocarburos que se recuperará económicamente de un yacimiento ya descubierto constituye las reservas. Su estimación se hace a partir de los datos de geología e ingeniería disponibles, que en la mayoría de los casos provienen de información indirecta (a modo de ejemplo, un perfil no mide porosidad sino la velocidad de transmisión de una onda, que luego se traduce a porosidad a través de un modelo físico-matemático). Es por ello que toda estimación posee cierto grado de incertidumbre.



Imagen satelital del N. de la provincia de Neuquén.



Toda reserva debe ser comercialmente recuperable, futura y de un yacimiento conocido, pero de acuerdo con el grado de certeza que se tenga sobre el valor informado, se la clasificará en alguna de estas categorías: comprobada (probada), probable o posible.

Las reservas comprobadas se definen como aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperadas de acumulaciones conocidas con razonable certeza (al menos 90%) en forma económica y con las técnicas existentes.

Las reservas comprobadas pueden a su vez dividirse en reservas comprobadas desarrolladas, que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes y en reservas comprobadas no desarrolladas, que se esperan recuperar mediante pozos a perforar y/o instalaciones de producción futuras. En ambos casos el grado de certidumbre sobre la recuperación del volumen informado no podrá ser inferior al 90%.

Las reservas probables pueden definirse como aquellas donde, de acuerdo con los datos geológicos y de ingeniería, existe una razonable probabilidad de recuperación (al menos un 50%), aunque no en grado tal como para considerarlas comprobadas. Las reservas posibles son aquellas que, de acuerdo con los datos geológicos y de ingeniería, poseen una posibilidad de recuperación de al menos el 10%, e inferior al 50% por lo que no entran en las categorías anteriores.

Reservas en la Argentina y en el mundo

La formación de los hidrocarburos demanda millones de años y la humanidad se encargará de consumirlos en tan sólo unos centenares; por tal motivo se los considera recursos no renovables. Pero este tema merece aclaraciones importantes.

La continua búsqueda de nuevas reservas fomenta el desarrollo permanente de tecnologías que posibilitan explorar en forma económica regiones hasta hace poco tiempo impensadas. De esta forma se están atravesando fronteras geológicas y tecnológicas, tanto en tierra como en agua, llegándose a profundidades que 20 años atrás se presentaban como inaccesibles. Asimismo, a la par que se impulsan desarrollos más sofisticados para los hallazgos de hidrocarburos, surgen nuevas tecnologías para la producción y el transporte de éstos hacia los centros de procesamiento y consumo. Otro mérito atribuible a la



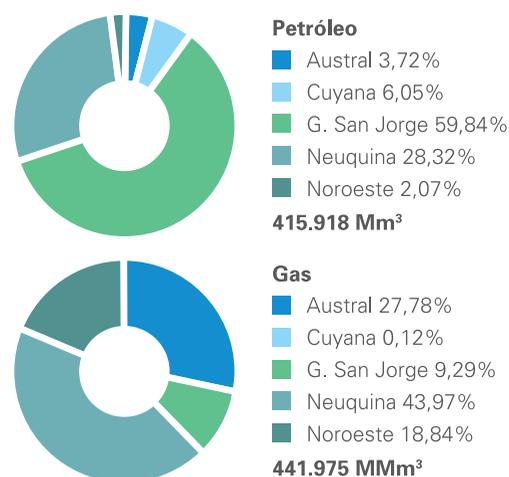
tecnología es la optimización de la recuperación del petróleo *in situ*, que permite un incremento continuo de los factores de recuperación.

Es muy importante recalcar el avance de las tecnologías de reservorios y de producción; para implementación se requiere poseer un profundo conocimiento de las características geológicas, petrofísicas y termodinámicas de los reservorios, sólo adquirible a través de la creación de grupos multidisciplinarios de técnicos y científicos. La implementación de dicha sinergia trajo como lógica consecuencia un aumento sorprendente del porcentaje de recuperación económica de los hidrocarburos *in situ*, hecho que permitirá continuar utilizándolos como principal fuente de generación de energía, durante varias decenas de años más.

Durante los años 90, la producción y las reservas de hidrocarburos en la Argentina aumentaron significativamente. Hoy, tanto producción como reservas tienen una tendencia declinante que será necesario revertir. La tarea será ardua, habida cuenta de que las cinco cuencas productivas poseen un alto grado de madurez y de que el nivel exploratorio en las restantes cuencas ha sido exiguo. No obstante, nada es imposible, existiendo ya algunos indicios al respecto, entre ellos los descubrimientos gasíferos de la Cuenca del Golfo de San Jorge (donde los yacimientos de gas eran muy escasos) y el potencial también gasífero del Miembro Precuyo en la Cuenca Neuquina del que se podrían extraer importantes cantidades de gas si su precio de venta interno fuese más elevado.

La producción de petróleo en la Argentina durante el año 2007 fue de 37,3 millones de metros cúbicos y la de gas fue de 51 miles de millones de metros cúbicos. Habida cuenta de que las reservas al 31/12/2007 eran de 415,9 millones de metros cúbicos de petróleo y de 442 miles de millones de metros cúbicos de gas, el horizonte de reservas de hidrocarburos se ubica en el entorno de los 10 años.

En el mundo (del cual la Argentina ha sido un reflejo) se han producido en los últimos años millones de metros cúbicos de petróleo que han sido compensados por una cantidad aún mucho mayor de reservas incorporadas. Es más que evidente que el precio de los hidrocarburos tiene vital importancia para el desarrollo de la exploración y de la producción de éstos. Su incremento en los precios revitaliza yacimientos cuyos costos de extracción son también altos y muchas veces considerados como no económicos. A su



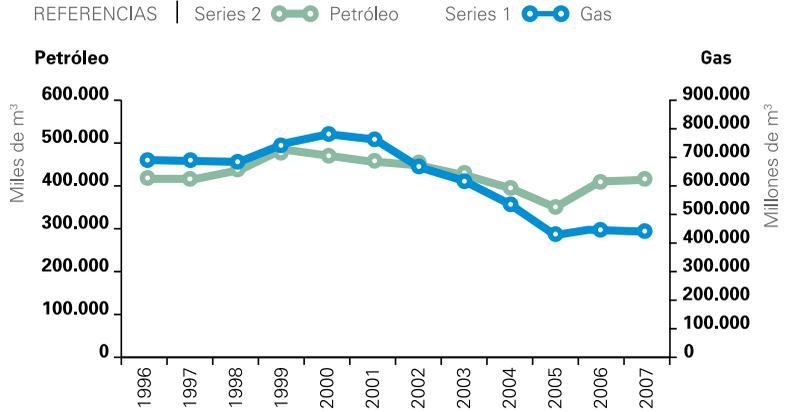
Reservas comprobadas de petróleo y de gas por cuenca.

| Cuenca | Petróleo (Mm ³) | Gas (MMm ³) |
|-----------------|-----------------------------|-------------------------|
| Austral | 15.464 | 122.799 |
| Cuyana | 25.153 | 519 |
| Golfo San Jorge | 248.903 | 41.046 |
| Neuquina | 117.802 | 194.327 |
| Noroeste | 8.596 | 83.284 |
| Totales | 415.918 | 441.975 |

Fuente: Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2007, según la Resolución 324/2007, con auditores externos autorizados.

→

Evolución de las reservas de petróleo y de gas



vez posibilita que se invierta cada vez más en la búsqueda de los hidrocarburos, permitiendo –si los valores coinciden con el cálculo económico de las empresas– que la exploración avance hacia las costosas pero cada vez más importantes áreas de frontera, tanto desde el punto de vista geológico como del tecnológico.

De todas maneras, no se puede ignorar que el horizonte de los hidrocarburos debe tener en forma inexorable un punto final. Estos recursos energéticos no renovables, que necesitaron millones de años para su formación, declinarán en su producción hasta extinguirse como fuente de generación de energía probablemente hacia fines del siglo XXI o mediados del XXII, cerrando así su exitosa etapa.

El hombre ha comenzado a tomar conciencia de lo precedero de este tipo de recursos naturales, haciendo cada día más eficiente su uso.





08

→

Perforación y terminación de un pozo

08 | Perforación y terminación de un pozo

La única forma de verificar la existencia de petróleo en el subsuelo, aún después de haber hecho todos los estudios para determinar su probable existencia, es realizar una perforación hasta el objetivo.

Bajo distintos procedimientos, la perforación del subsuelo se practica desde hace siglos. La mecánica empleada en los primeros tiempos para horadar el terreno fue la conocida como perforación a cable, que consiste en un trépano “cola de pescado”, con una geometría similar a la de un cincel o cortafrío, sujeto en el extremo de un cable accionado por un balancín que lo levanta y lo deja caer dando lugar a la acción de corte del terreno por percusión. A intervalos regulares de tiempo, según el avance del trépano, es necesario bajar hasta el fondo del pozo un achicador (o cuchara) para extraer los recortes de terreno producidos.

A partir de 1930 se comenzó a utilizar el sistema de rotación, método con el que se pasa de la percusión a cable a la rotación del trépano por medio de una columna de tubos con circulación de inyección (lodos de perforación) para la limpieza del pozo. El posterior desarrollo de las herramientas y la ingeniería ad hoc permitieron grandes avances reduciendo los tiempos de perforación, los costos y alcanzar mayores profundidades.

Hoy en día la perforación de pozos para petróleo y/o gas se realiza en tierra o desde la superficie del agua, ya sea en pantanos, lagos o mar, requiriendo en cada caso de distinto equipo, apoyo y tecnologías.



Equipo perforador en la Cuenca Cuyana

La perforación. El equipo: herramientas y sistemas auxiliares

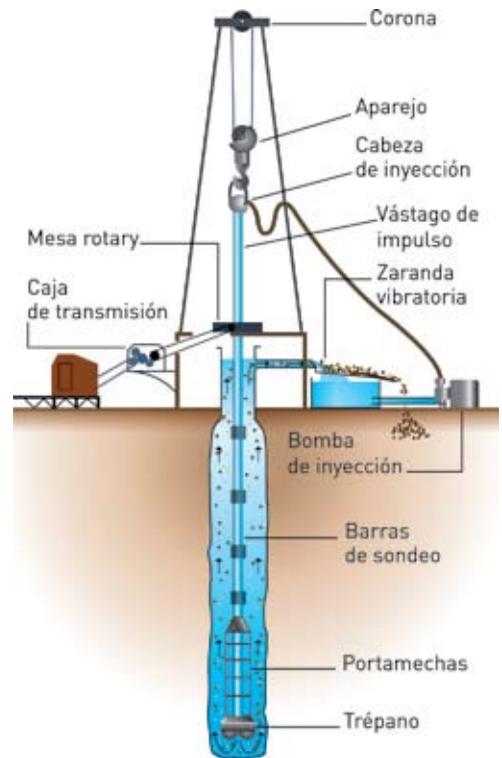
El equipo de perforación propiamente dicho consiste en un sistema mecánico o electromecánico, compuesto por una torre o mástil que soporta un aparejo diferencial cuyo cable es operado

por un guinche (cuadro de maniobras) y todos juntos conforman una máquina que permite la extracción y bajado de tuberías (columna perforadora) al pozo con sus respectivas herramientas; este sistema de elevación es accionado por una transmisión mecánica movida por motores a explosión o eléctricos que también impulsan simultánea o alternativamente una mesa rotativa que hace girar el vástago de impulso (*kelly*), extremo superior de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería.

Paralelamente, el equipo de perforación cuenta con elementos auxiliares, tales como los tubulares que componen la columna perforadora, bombas de lodo, piletas con los dispositivos para tratamiento de la inyección, un sistema de válvulas de seguridad que pueden obturar la boca del pozo para control de surgencias u operaciones de rutina, generadores eléctricos de distinta capacidad según el tipo de equipo, transmisión satelital de los parámetros y las maniobras de perforación durante las 24 horas, etc. Si a esto se agregan las casillas de distinto diseño para alojamiento del personal técnico, depósito/s, taller, laboratorio, etc., el equipo de perforación y su comunidad se convierten en una unidad operativa casi autosuficiente.

El trépano es la herramienta de corte que permite perforar. Fue y sigue siendo permanentemente modificado a lo largo del tiempo a fin de obtener la geometría y el material adecuados para vencer a las distintas y complejas formaciones de terreno que se interponen entre la superficie y los hidrocarburos (arenas, arcillas, yesos, calizas, basaltos), las que van aumentando en consistencia en relación directa con la profundidad en que se las encuentra. Hay así trépanos de 1, 2 y 3 conos montados sobre rodamientos o bujes de compuestos especiales; estos conos, ubicados originariamente de manera concéntrica, son fabricados en aceros de alta dureza, con dientes tallados en su superficie o con insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones duras: su geometría responde a la naturaleza del terreno a atravesar. Actualmente los trépanos tricono han sido desplazados en gran medida por los trépanos de arrastre impregnados con diamantes de tipo industrial, o con insertos de PDC de gran dureza, implantados en su superficie de ataque.

El trépano cuenta con varios pasajes de lodo orientados hacia el fondo del pozo y provistos de orificios especiales llamados boquillas o “jets” que convierten la energía que transporta la inyección en un impacto contra el fondo del pozo que incrementa el régi-

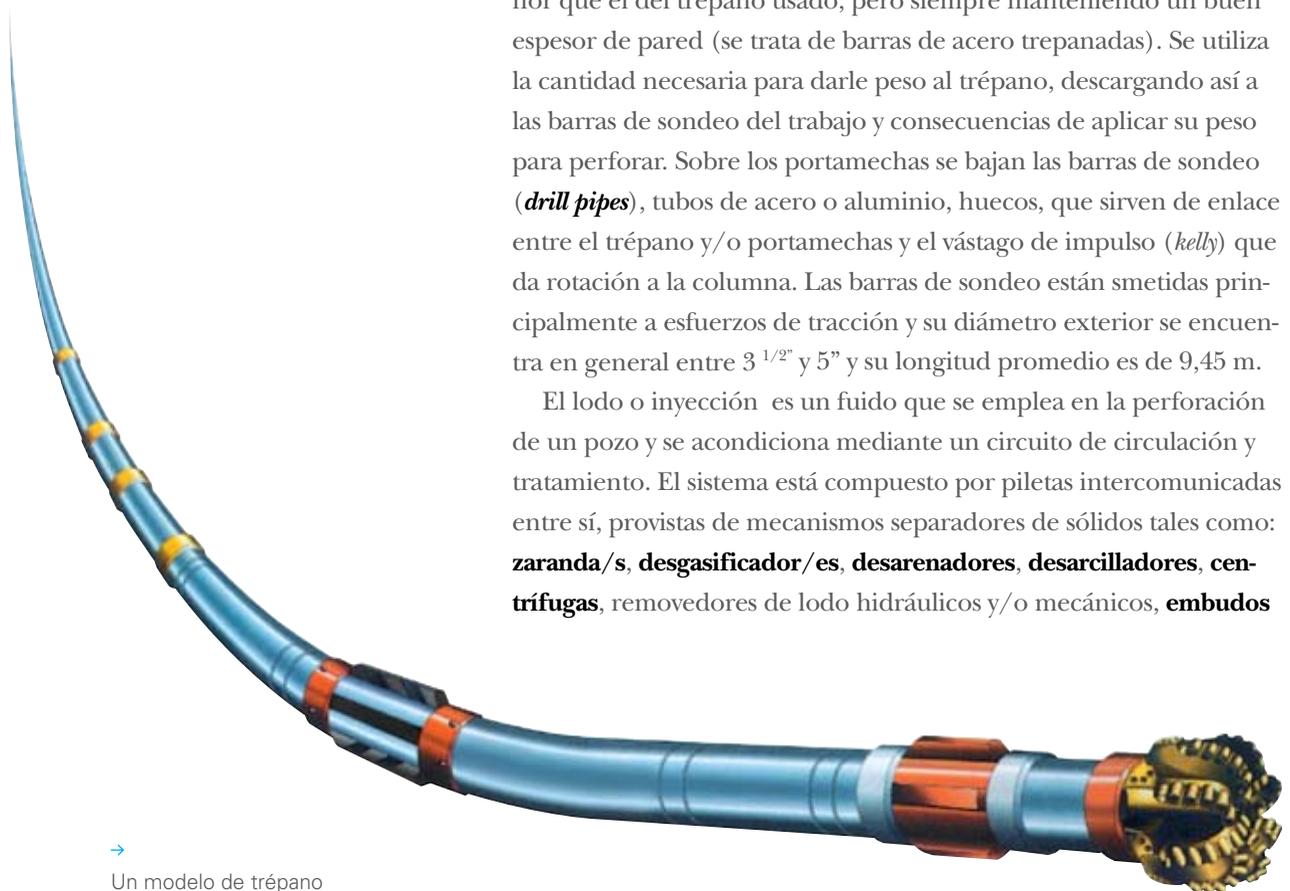


→
Diseño básico de un equipo de perforación

men de penetración del trépano. El lodo retorna luego a la superficie por el espacio anular entre el sondeo y el pozo. El rango de diámetros de trépano es muy amplio, pero pueden indicarse como más comunes los de 17 1/2", 12 1/4", 8 1/2" y 6 1/8".

El conjunto de tuberías que se emplea para la perforación se denomina columna perforadora o sondeo de perforación, y consiste en una serie de trozos tubulares, interconectados entre sí mediante uniones roscadas. Este conjunto, además de transmitir rotación en sentido horario al trépano, ubicado en el extremo inferior de la columna, permite la circulación del lodo de perforación por su interior. El primer componente de la columna que se encuentra sobre el trépano son los portamechas (*drill collars*), de 20 a 30 tubos pesados de acero con pasaje interior para el lodo y una longitud promedio de 9,45 m cada uno, su superficie exterior puede ser lisa o espiralada y se vinculan entre sí por medio de uniones roscadas integrales, su diámetro exterior suele ser aproximadamente 2" menor que el del trépano usado, pero siempre manteniendo un buen espesor de pared (se trata de barras de acero trepanadas). Se utiliza la cantidad necesaria para darle peso al trépano, descargando así a las barras de sondeo del trabajo y consecuencias de aplicar su peso para perforar. Sobre los portamechas se bajan las barras de sondeo (*drill pipes*), tubos de acero o aluminio, huecos, que sirven de enlace entre el trépano y/o portamechas y el vástago de impulso (*kelly*) que da rotación a la columna. Las barras de sondeo están sometidas principalmente a esfuerzos de tracción y su diámetro exterior se encuentra en general entre 3 1/2" y 5" y su longitud promedio es de 9,45 m.

El lodo o inyección es un fluido que se emplea en la perforación de un pozo y se acondiciona mediante un circuito de circulación y tratamiento. El sistema está compuesto por piletas intercomunicadas entre sí, provistas de mecanismos separadores de sólidos tales como: **zaranda/s**, **desgasificador/es**, **desarenadores**, **desarcilladores**, **centrífugas**, removedores de lodo hidráulicos y/o mecánicos, **embudos**



Un modelo de trépano

para la adición de productos; bombas centrífugas y finalmente las bombas alternativas (2 ó 3), que succionan el lodo de las piletas y lo inyectan a elevados caudales y alta presión por dentro de la columna de perforación hasta las boquillas del trépano para hacerlo luego subir cargado con los recortes del trépano por el espacio anular existente entre la columna de perforación y las paredes del pozo a la superficie, el lodo también sale en parte contaminado por los materiales y fluidos que componen las formaciones atravesadas.

Las funciones del sistema son las siguientes: preparar el fluido de perforación y recuperarlo al retornar a la superficie, manteniéndolo limpio (separando los recortes producidos por el trépano y los sólidos incorporados), tratarlo químicamente, según las condiciones de perforación lo exijan, y bombearlo nuevamente al pozo.

¿Qué se bombea al pozo? Los fluidos de perforación, conocidos genéricamente como inyección o lodo. Estos fluidos conforman otro capítulo especial dentro de los elementos y materiales necesarios para perforar un pozo; el diseño y composición del lodo serán según las características físico-químicas de las distintas capas a atravesar. Las cualidades del fluido seleccionado, densidad, viscosidad plástica, punto de fluencia, **pH**, **filtrado**, revoque, composición química, propiedades tixotrópicas, contenido de material obturante, deben contribuir a cumplir con las distintas funciones de éste, a saber: enfriar y limpiar el trépano; acarrear los recortes (o *cuttings*) que genere la acción del trépano; mantener en suspensión los recortes y sólidos evitando su decantación en el interior del pozo cuando por algún motivo se interrumpa la circulación de la inyección; mantener la estabilidad de las paredes del pozo; variando su densidad, ejercer la presión hidrostática adecuada para evitar la entrada de fluidos de la formación del pozo, situación que podría generar una surgencia descontrolada (incidente conocido también como *blow out*); mediante el uso de material obturante controlar pérdidas parciales o totales del lodo en formaciones con presiones de admisión anormalmente bajas; evitar el filtrado de agua (que daña las formaciones productivas) y contrarrestar contaminaciones no deseadas.

Como componentes de la inyección se utilizan distintos elementos: pulverulentos, líquidos y gaseosos, pasando por agua, dulce o salada; gelificantes, fluidificantes, tensoactivos y antiespumantes. Los hidrocarburos (petróleo, gasoil, diesel) se utilizan en distintas



→

El trépano es y ha sido permanentemente modificado a lo largo del tiempo

proporciones con agua (emulsión inversa) o 100% hidrocarburo; aire, gas o aireada. La selección del fluido a utilizar y sus aditivos está condicionada a las características del terreno a perforar, profundidad final, disponibilidad, costos, cuidado del medio, etc.

Mecánica de la operación de perforación. Operaciones complementarias dentro de la perforación

Una vez preparada la inyección en calidad y volumen programados, se procede a enroscar el trépano en el extremo inferior del vástago (*kelly*), que es también un tubo de acero, trepanado (con pasaje interior), de sección cuadrada, hexagonal o triangular, que quedará atrapado por un encastre de similar geometría (*kelly bushing*) que calza en un alojamiento que posee la mesa rotary del equipo (*rotary bushing*), mesa que será la encargada de hacerlo girar, el que a su vez transmitirá el movimiento de giro al trépano, directamente o a través de la columna perforadora en la medida de su avance. Luego se apoyará el trépano en el terreno y, previa iniciación de la circulación de fluido, se puede comenzar a rotar aplicando peso sobre el trépano para iniciar la perforación.

La utilización de la mesa rotary para imprimir la rotación de la columna perforadora y el trépano está siendo paulatinamente desplazada por un sistema motriz instalado en el aparejo, con movilidad vertical a lo largo de todo el mástil, denominado “*top drive*”. Este sistema puede ser accionado por un motor eléctrico o hidráulico y puede asimismo ser utilizado para “*robotizar*” diversas maniobras rutinarias en el manejo de tubulares en el piso de la torre.

En este primer paso y a lo largo del proceso, se dará especial importancia al control de la verticalidad del pozo, control que se realiza mediante la utilización de niveles e inclinómetros. Una vez perforada la sección que permite la longitud del vástago, normalmente 12 m, y para cubrir esta profundidad alcanzada, se procede primero a agregar los portamechas, hasta la cantidad requerida por el peso para que el trépano perfora. Cubiertas las necesidades de peso sobre el trépano, se pasa a agregar primero barras de sondeo extrapesadas con capacidad para absorber el punto de transición y a continuación las barras de perforación hasta llegar a la profundidad requerida o hasta que surja la necesidad de un cambio de trépano, ya sea por su desgaste o cambio de la formación. Una vez dada cualquiera de

estas situaciones se procede a sacar el trépano, para lo que se debe extraer del pozo toda la tubería empleada para llegar hasta el fondo. Las barras de sondeo y los portamechas tienen un largo promedio aproximado de 9,45 m cada uno, lo cual facilita y acelera su proceso de extracción y bajada (carrera); se maneja en tramos dobles o triples (2 ó 3 tubos por vez), según lo permita la altura de la torre o mástil del equipo de perforación seleccionado, los que se estiban parados dentro del mástil y asegurados en el puente de enganche.

Para volver al fondo del pozo, ya sea para continuar perforando, acondicionarlo o realizar cualquier otra operación, se invierte el proceso de extracción de la tubería bajando los tramos previamente acondicionados dentro del mástil.

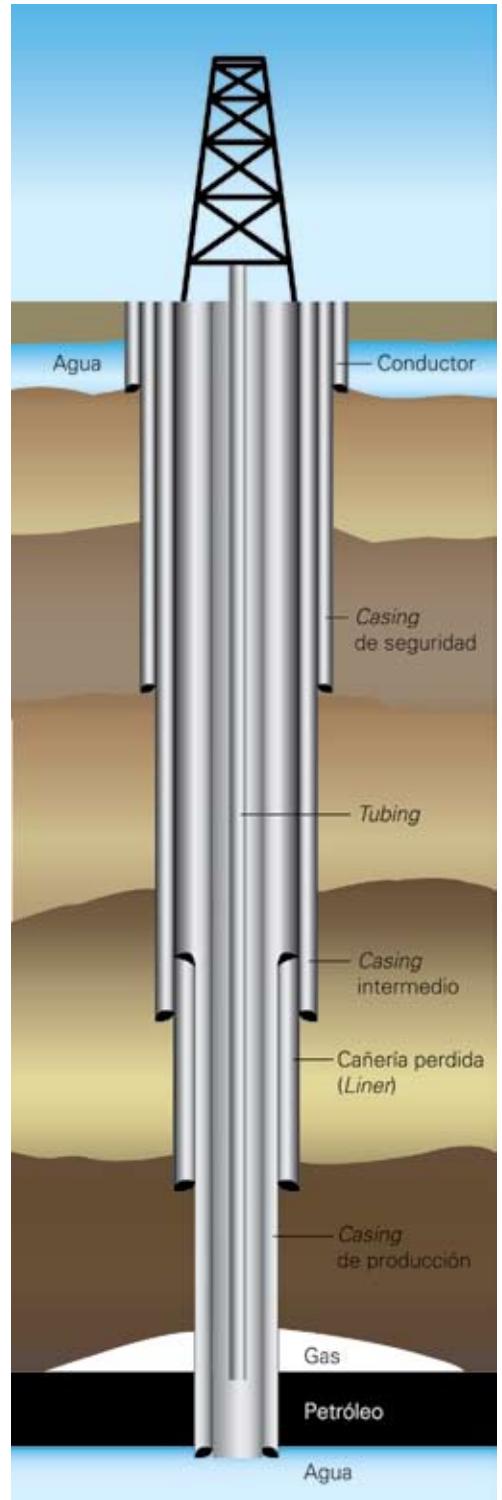
La circulación de fluido que se iniciara al comenzar la perforación sólo debe interrumpirse al agregar cada tubo, o durante el tiempo que dure la carrera que se genere por cambio del trépano o fin del tramo. El pozo debe mantenerse siempre en circulación o lleno: la falla o descuido en el control de esta condición de trabajo puede ocasionar desde el derrumbe del pozo hasta el total descontrol de la presión de las potenciales capas productivas que se atravesasen, generando surgencias fuera de control (*blow outs*) con consecuencias tales como incendios, pérdidas de equipos, de vidas humanas y daños al ambiente.

La dirección del pozo debe ser mantenida dentro de los límites permisibles para alcanzar el objetivo, el cual en algunos casos puede llegar a encontrarse a 7.000 m de profundidad. El buzamiento (inclinación) de los sedimentos y su distinta dureza tienden constantemente a desviar el curso de la perforación, razón por la cual raramente los pozos profundos son verticales y derechos.

La velocidad de penetración de la perforación se incrementa cargando peso adicional de los portamechas sobre el trépano lo cual se obtiene haciendo variar la tensión en las barras de sondeo desde la superficie.

Por otro lado, la tendencia del pozo a desviarse se incrementa con el aumento de peso sobre el trépano, lo cual normalmente se trata de contrarrestar con conjuntos de fondo especialmente diseñados al efecto.

El entubado del pozo con cañerías es otra de las operaciones que es necesario realizar con el equipo perforador durante la perforación de un pozo y ellas son: de seguridad, intermedias y/o de producción, y posterior cementación de las cañerías. Normalmente y con el fin



→ Esquema general de un pozo terminado

de poder asegurar el primer tramo de la perforación, por ejemplo entre 0 y +/-500 m, donde las formaciones no son del todo consolidadas (arenas, ripios), hay que proteger capas acuíferas para evitar su contaminación con los fluidos de perforación y proveer de un buen anclaje al sistema de válvulas de control de surgencias (que normalmente se instala al finalizar esa primera etapa). Se baja entonces el caño guía que consiste en un tubo (*casing*), de diámetro interior mayor al del trépano a emplear en la siguiente etapa, y se lo asegura mediante el desplazamiento de una lechada de cemento que se bombea por dentro de la tubería hasta que la misma desborda y cubre el espacio entre el caño guía y las paredes del pozo. Una vez finalizada la perforación del siguiente tramo y así hasta llegar a la profundidad final, se bajan otras cañerías intermedias y se procede a asegurarlas siguiendo el proceso de cementación descrito para el primer tramo, pero sin hacer llegar el cemento hasta la superficie. Estas tuberías así cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas.

Alcanzada la profundidad de alguna formación de interés y/o al llegar a la profundidad final programada, se retira una vez más la columna perforadora y se procede a correr lo que se conoce como registros eléctricos (perfilaje) a pozo abierto. Dichos registros, que se realizan mediante herramientas electrónicas especiales antes de bajar la cañería de aislación, se bajan al pozo por medio de un cable compuesto por uno o varios conductores. Los registros miden conductividad eléctrica, radioactividad natural o inducida y velocidad de tránsito de sonido a través de las distintas formaciones a medida de que las diferentes sondas recorren el interior del pozo. Se puede además, y también mediante otra herramienta especial que se baja con el mismo cable, tomar muestras de terreno y/o del fluido que contengan las capas que se consideren de interés a fin de corroborar y/o ampliar la información que se obtuvo antes de la perforación del pozo con los trabajos de prospección geológica y geofísica, como así también de pozos o áreas vecinas. La información de estos registros es de vital importancia para definir si el trabajo en el pozo debe continuarse hasta su posterior ensayo o si debe abandonarse. Si la información recogida confirma la posible presencia de hidrocarburos, se baja y cementa la cañería aisladora. Esta última operación cierra por lo general la cadena de tareas que se cumplen durante la perforación de un pozo de petróleo y/o gas, salvo que se decida ensayarlo y completarlo con el equipo de perforación.



Especialmente en los pozos de exploración o avanzada, en las ocasiones en que el interés geológico lo justifique, se puede suspender la perforación para extraer muestras denominadas testigos de los terrenos atravesados, con la finalidad de estudiar sus propiedades petrofísicas en el laboratorio; para ello se extrae el sondeo y se cambia el trépano por una herramienta perforadora denominada corona sacatestigos, la cual es bajada hasta el fondo del pozo para perforar la longitud que permita el tubo de la herramienta (que es de entre 6,00 y 9,00 m) y luego sacar el sondeo para recuperar el testigo y continuar la perforación con trépano. Las muestras o testigos así obtenidos están compuestos de las rocas existentes en la profundidad de la cual fueron extraídas y tienen generalmente la forma de un cilindro de 4" de diámetro por aproximadamente 6,00 a 9,00 m de longitud. La información obtenida en el laboratorio de estos testigos suministra, entre otros aportes, parámetros para ajustar la interpretación de los perfiles.

Antes del inicio de la perforación de un pozo para petróleo y/o gas, se debe proceder a programarlo. Las características, alternativas y opciones más comunes a analizar son:

- Ubicación: en tierra o en agua, en selva o en desierto, en áreas pobladas o despobladas.
- Profundidad: un pozo puede alcanzar hasta más de 10 km de profundidad. Como consecuencia varían la temperatura, presiones de formación y compactibilidad del terreno. Verificar la capacidad requerida para el equipo de perforación, a saber: la potencia disponible en el cuadro de maniobras, capacidad portante del mástil, potencia, capacidad de bombeo de lodo, capacidad y calidad del sistema de tratamiento de la inyección, etc.
- Características del terreno a atravesar, información sobre pozos vecinos, para definir en consecuencia el programa de trépanos, hidráulica e inyección.
- Geometría del pozo, que estará determinada por el diámetro de las cañerías a entubar y sus programas de cementación, que definirán el diámetro de los trépanos a utilizar. Si se trata de un pozo vertical, en el caso de que sea direccional, con qué tipo de curva, o vertical y luego horizontal de alcance extendido.
- Logística: distancia a la fuente de alimentación de agua, a la provisión de combustibles y proximidad de poblaciones que puedan brindar apoyo a la perforación.

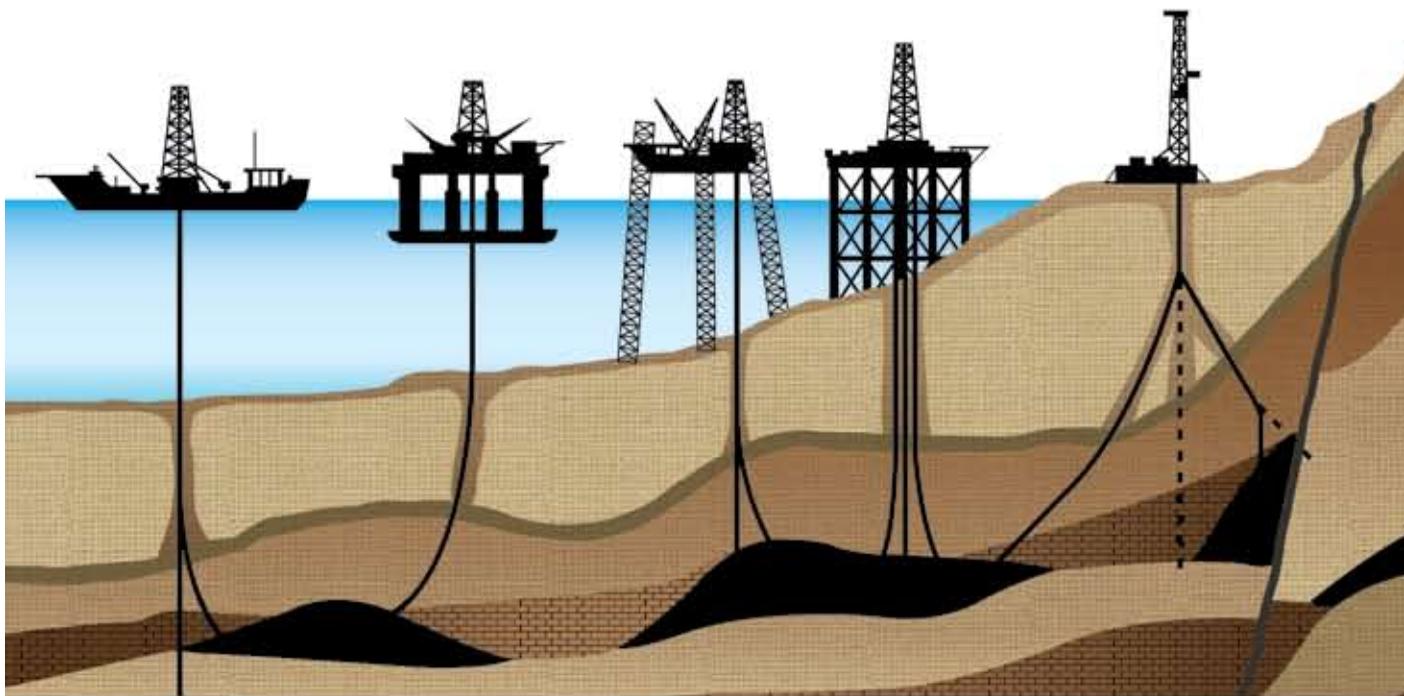
- Seguridad: independientemente de los elementos de seguridad de norma que debe poseer todo equipo de perforación, hay que tomar los recaudos correspondientes para el caso en que sea necesario efectuar trabajos en caliente (por ejemplo trabajos de soldadura en presencia de gases combustibles); posible exposición al gas sulfhídrico (H_2S , venenoso), etc.
- Medio ambiente: se deben reducir las alteraciones al mínimo. Una vez completados los trabajos es necesario reacondicionar la locación del equipo, dejando el lugar limpio de desechos y/o contaminantes. Disposición de los recortes (*cuttings*), residuos sólidos del lodo e hidrocarburos.

Opciones de equipo

Existe una gran variedad de equipos de perforación cuya selección está sujeta a las necesidades que surgen del programa de perforación: una determinada potencia instalada, capacidad de izaje, tipo y capacidad de sus bombas, etc. El análisis de estas

→

Perfil de las variaciones que se enfrentan en la perforación (terrestre y marina)



Pozo sencillo de exploración

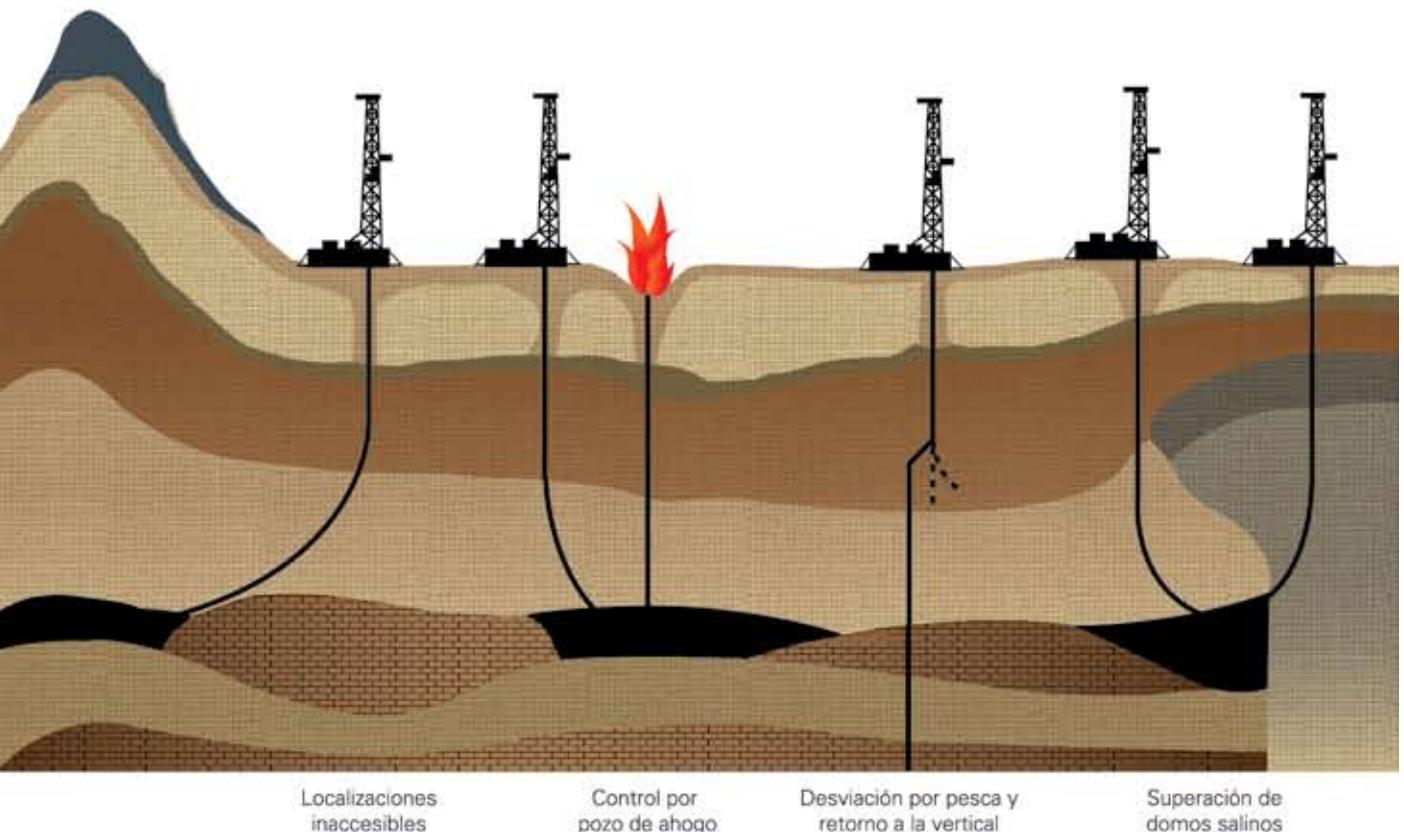
Pozo múltiples desde isla artificial

Perforación submarina desde la costa y para superación de fallas

características permitirá identificar al equipo ideal. Independientemente del rango de profundidad, hay que tener en cuenta si se debe perforar en yacimientos ubicados sobre el continente o si se estará obligado a montar el equipo sobre el agua.

Al respecto, existe una nueva clasificación: la de equipos para trabajos en tierra (*onshore*) y los de costa afuera (*offshore*). Dentro de los equipos para operar en tierra, existen los convencionales, cuyo traslado se realiza desarmado por completo mediante camiones; autoportantes, en los que el equipo con su mástil se autotransportan; y los helitransportables, que están en su totalidad diseñados en unidades o secciones de peso y tamaño tales que permiten su transporte por helicóptero.

En cuanto a los equipos marinos –aquellos que están diseñados para operar sobre distintas profundidades de agua y/o zonas pantanosas– la variedad de construcción es mucho más amplia y casi a medida para cada situación. Por ejemplo: barcazas, plataformas flotantes para operar en pantanos, lagunas o lagos; equipos que se apoyan sobre el lecho del mar (*jack up*) y que se autoelevan



por medio de gatos; semisumergibles que trabajan en flotación y controlan su sumergencia por medio del llenado y vaciado de cámaras; plataformas fijas; plataformas prefabricadas cuya instalación puede permanecer en sitio una vez perforado el pozo; y finalmente barcos de perforación. La perforación costa afuera es una especialidad: si bien el sistema de perforación es similar al de tierra, su ubicación en el lugar y sus instalaciones son más costosas; se requieren herramientas especiales y su logística es mucho más compleja, todo lo que ocasiona mayores costos que la perforación propiamente dicha. El alquiler de un equipo para perforación profunda en tierra, de 5.500 a 6.500 m, puede llegar a 35.000 U\$S/día, y un equipo costa afuera para perforar a similar profundidad pero en aguas de 350 m de profundidad (que no es el máximo actual, ya que se opera en aguas de hasta 2.000 m de profundidad) llega hasta 150.000 U\$S/día, sin incluir el costo del apoyo logístico que consiste en helicópteros, buzos, barcos/remolcadores/almacenaje; sistemas de posicionamiento dinámico; alojamiento, alimentación y cuidado del personal (médicos y enfermeros) que se embarca por períodos de 14 a 28 días. Es importante destacar que en las plataformas que operan a mayor profundidad el alquiler puede llegar a los 650.000 U\$S/día y en los buques de perforación (*drill ships*) a 250.000 U\$S/día.

Desarrollos tecnológicos

- *Perforación direccional.* Esta técnica permite perforar bajo control pozos verticales y en ángulos de hasta 89° y terminarlos a 90°, o sea con una traza horizontal. Con una curva de ángulo progresivo o en “S”. Se comienza verticalmente, se continúa en ángulo y se regresa o no a la vertical volviendo a caer.
- *Registros de información de capa en tiempo real.* El MWD permite conocer la inclinación, el **azimut** y el buzamiento de las capas del pozo que se está perforando; el LWD permite registrar valores de conductividad y densidad de las formaciones que se atraviesan. Estas tecnologías son costosas pero optimizan la operación y al final resultan en un ahorro de tiempo especialmente en pozos exploratorios o costa afuera en los que la información en tiempo real es una necesidad.
- *Motores de fondo.* Se trata de motores hidráulicos accionados



→

Costo de perforar un pozo en la República Argentina en distintas cuencas y a diferentes profundidades

| Cuenca | Profundidad promedio (MBBP) | Tiempo estimado de operación (días) | Costo aproximado del equipo (*) (U\$S) | Costo aproximado total (*) (U\$S) |
|---|-----------------------------|-------------------------------------|--|-----------------------------------|
| Austral- <i>onshore</i> (Tierra del Fuego-Santa Cruz) | 3.300 | 25 | 636,4 | 2.100.000 |
| Cuyana (Mendoza) | 3.700 | 30 | 702,7 | 2.600.000 |
| Neuquina (Neuquén-Mendoza) | 1.400 | 7 | 300,0 | 420.000 |
| Noroeste (Salta-Jujuy) | 5.080 | 284 | 7.360,2 | 37.390.000 |
| San Jorge (Chubut-Santa Cruz) | 2.000 | 20 | 420,0 | 840.000 |

(*) Estos valores incluyen los siguientes costos: **Equipo de perforación:** incluido personal, combustible, DTM, seguros y *companyman*. **Servicios varios perforación:** perfilaje, cementación, *top drive*, lodo, control direccional, motores de fondo instrumental para registro de parámetros de perforación, control geológico, extracción de testigos, componentes de la BHA, pescas, locación y caminos, etc. **Materiales perforación:** trépanos, agua, drogas y aditivos para el lodo, *casing*, cemento, cabeza de pozo, colgadores de *liner*, etc. **Equipo de terminación:** incluido personal, combustible, seguros, DTM y *companyman*. **Servicios terminación:** perfilaje, punzado, alquiler de *packers*, cementación, estimulación y pescas. **Materiales de terminación:** armadura de surgencia, *tubing*, *packers*, anclas, aditivos para el lodo, cemento, fluidos de estimulación, arena de fractura, etc.

mediante un tornillo tipo “Moyno” energizado por la circulación del fluido de perforación; transmiten mayor velocidad de rotación y considerable **par motor**, lo que permite aliviar el sistema de rotación de la columna desde la superficie y hasta el motor, convirtiéndose en una herramienta indispensable en la perforación de pozos direccionales y horizontales, cuando por el ángulo de la trayectoria del pozo los esfuerzos de torsión son mayores.

- **Turbodrill.** Es una herramienta de perforación donde la potencia para rotar el trépano, en lugar de provenir de la superficie como en el sistema rotary, es generada en el fondo del pozo por una turbina accionada por el lodo de perforación. La velocidad de rotación de la turbina es considerablemente más elevada que la de los motores de fondo y aventaja a éstos en la cantidad de horas de rotación y la temperatura que puede soportar.

Equipos hidráulicos

La robotización de los equipos de perforación y atenuación del impacto ambiental, son dos ideas sobre las cuales la industria viene trabajando desde hace bastante tiempo, hasta que finalmente con los equipos hidráulicos se ha logrado concretar ambas metas; por ahora son equipos pequeños y medianos para ser utilizados en el desarrollo de yacimientos marginales, *re-entry* (pozo entubado al cual se le practica una ventana en la cañería para perforar un nuevo pozo dirigido) y reparación de pozos.

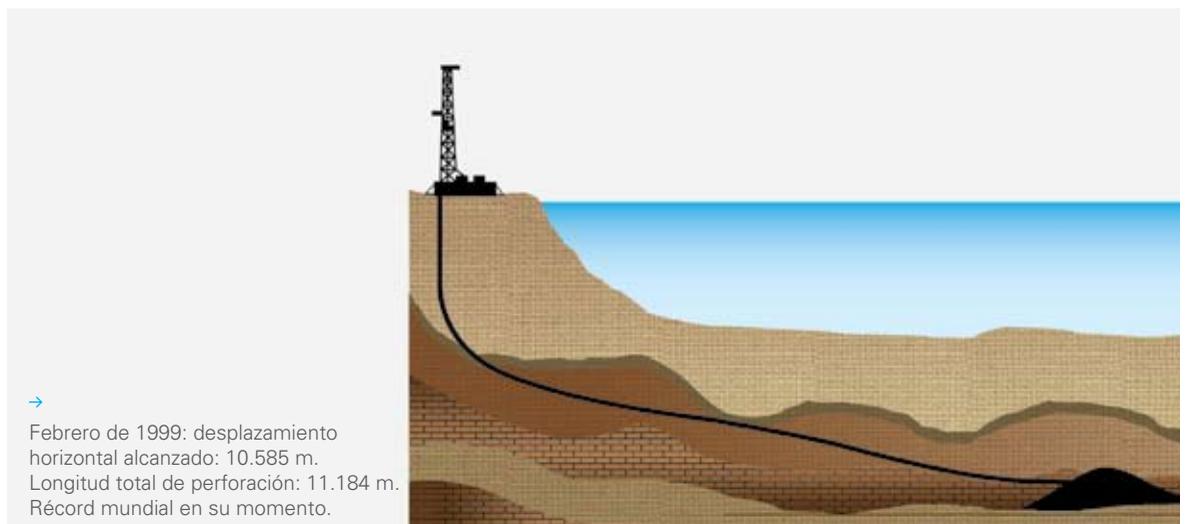
El bajado, sacado, la rotación del sondeo y la entubación de *casings* en estos equipos es realizada por medio de dispositivos hidráulicos con la única intervención humana del hombre que opera el panel de control.

Las ventajas que tienen estos equipos en comparación con los convencionales son las siguientes:

- Desmontaje, transporte y montaje (DTM) entre locaciones en menor tiempo.

El equipo propiamente dicho, los motores y las bombas van montados en semirremolques de tres ejes, con lo cual los componentes a desarmar y volver a armar son mínimos.

- La superficie de la locación es aproximadamente un 50% menor que la de un equipo convencional.
- El equipo tiene un elevado nivel de automatización que abrevisa sensiblemente los tiempos de las maniobras y la cantidad de accidentes personales.



- Trabaja con la mitad de personal que un equipo convencional.
- Reduce la emisión sonora, dado que tanto el trailer del equipo como el de los motores son isonorizados.
- Utiliza un sistema para el lodo de “locación seca”, lo cual genera menor volumen de material contaminante.

El costo de perforar un pozo

Como final al tema “perforación de un pozo para producir petróleo y/o gas”, es importante dar a conocer ahora cuál es el costo o la inversión necesaria para completar esta etapa. Tener en cuenta que esta inversión se puede perder, ya que no siempre que se ubica y se perfora un pozo éste resulta productivo, es sólo un paso dentro de la búsqueda de hidrocarburos, ya que el objetivo no ha sido alcanzado hasta que el pozo sea ensayado y puesto en producción.

Si bien es difícil poder dar costos precisos de perforación, ya que éstos dependen directamente de la profundidad del pozo a perforar, la complejidad técnica de la perforación y del tipo de sondeo del que se trate (exploración, explotación/tierra o explotación/costa afuera) en el cuadro de la página 93 brindamos costos aproximados de perforación en las distintas cuencas productivas de nuestro país.

Importante desplazamiento lateral

En febrero de 1999, un equipo para trabajos en tierra firme, instalado en Tierra del Fuego, perforó verticalmente hasta 1.690 m de profundidad, para luego, aplicando las más modernas técnicas de la perforación direccional, lograr desplazarse horizontalmente 10.585 m, con una longitud total perforada de 11.184 m, récord mundial de longitud perforada. Este significativo logro se pudo concretar gracias a la contribución de diferentes y modernas tecnologías que van desde la sísmica 3D hasta trépanos de diseño especial, pasando por sistemas de registro permanente de parámetros de perforación, información en tiempo real de la posición relativa del trépano y una correlación permanente del nuevo pozo con la estructura del yacimiento mediante el registro –también en tiempo real– de las calidades y cualidades de la formación atravesada durante un tiempo que fue récord en el mundo.

A la suma de estas herramientas se agregó en primer término el factor humano, con técnicos con experiencia en este tipo de proyectos en el resto del mundo, lo que permitió una correcta información y adecuada aplicación de las nuevas tecnologías. Para tener una idea más aproximada, hay que pensar que la traza de este pozo equivale a comenzar a perforar en Plaza de Mayo para llegar a un yacimiento ubicado al 8000 de Avenida Rivadavia (Floresta).

Nótese que la aplicación de la última tecnología, que coincide en ser la más onerosa, permitió lograr, con un equipo para trabajos en tierra, algo para lo que normalmente se requiere la instalación de una unidad costa afuera, con la consiguiente reducción de costos en equipo, apoyo logístico, facilidades de producción, etc.

La terminación, el equipamiento

Una vez finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación y reequipamiento del pozo, que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción de aquél. Dicha unidad consiste

→

Costo estimativo de terminar un pozo en distintas cuencas de la República Argentina (*)

| Cuenca | Profundidad promedio (MBBP) | Tiempo estimado de operación (días) | Costo aproximado del equipo (U\$\$/día) | Costo aproximado total (U\$S) |
|---|-----------------------------|-------------------------------------|---|-------------------------------|
| Austral- <i>onshore</i> (Tierra del Fuego-Santa Cruz) | 3.300 | 4/5 | 25.000 (**)35.000 | 125.000/175.000 |
| Cuyana (Mendoza) | Norte 3.000 Sur 1.800 | 4/5 | 20.000 | 100.000 |
| Neuquina (Neuquén-Mendoza) | 3.200 (Loma La Lata) | 4/5 | 20.000 | 100.000 |
| Noroeste (Salta-Jujuy) | 3.000 | 4/5 | 40.000/50.000 | 250.000 |
| San Jorge (Chubut-Santa Cruz) | 2.000/2.800 | 4/5 | | 100.000/175.000 |

(*) Terminaciones de pozos de desarrollos normales (**) *Winterized*, acondicionados para operar con temperatura.

en un equipo de componentes similares al de perforación pero normalmente de menor potencia y capacidad ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado, y por consiguiente, con menores diámetros, pesos y volúmenes que los utilizados durante la perforación, y por consiguiente menor riesgo. El agregado de un mecanismo de pistoneo le permite la extracción del fluido que contiene o produce el pozo por medio de un pistón con capas que sube y baja por el interior de la tubería de producción (*tubing*), conectado al extremo de un cable que se desenrolla y enrolla en longitudes previstas, según la profundidad, sobre un carretel movido mecánicamente. Este sistema puede incluir la surgencia natural del fluido (petróleo, gas y/o agua), si la presión de la capa así lo permite. Mediante esta operación se pueden determinar el caudal y el tipo de fluido que la capa ensayada pueda llegar a producir por pistoneo o por surgencia.

Puede observarse que la operación de terminación implica una sucesión de tareas más o menos complejas según sean las características del yacimiento (profundidad, presión, temperatura, complejidad geológica, etc.) y requerimientos propios de la ingeniería de producción. De la calidad de los procesos para satisfacer estos requerimientos dependerá el comportamiento futuro del pozo para producir el máximo potencial establecido por la ingeniería de reservorios.

Con toda la información adquirida durante la perforación del pozo es posible determinar con bastante certeza aspectos que contribuirán al éxito de una operación de terminación, tales como:

- Profundidad, espesor y propiedades petrofísicas de la zona de interés.
- Detección de posibles agentes perturbadores de la producción del pozo (como por ejemplo: aporte de arena).
- Identificación de capas con potencial para generar problemas (presencia de acuíferos, capas con gases corrosivos, etc.).

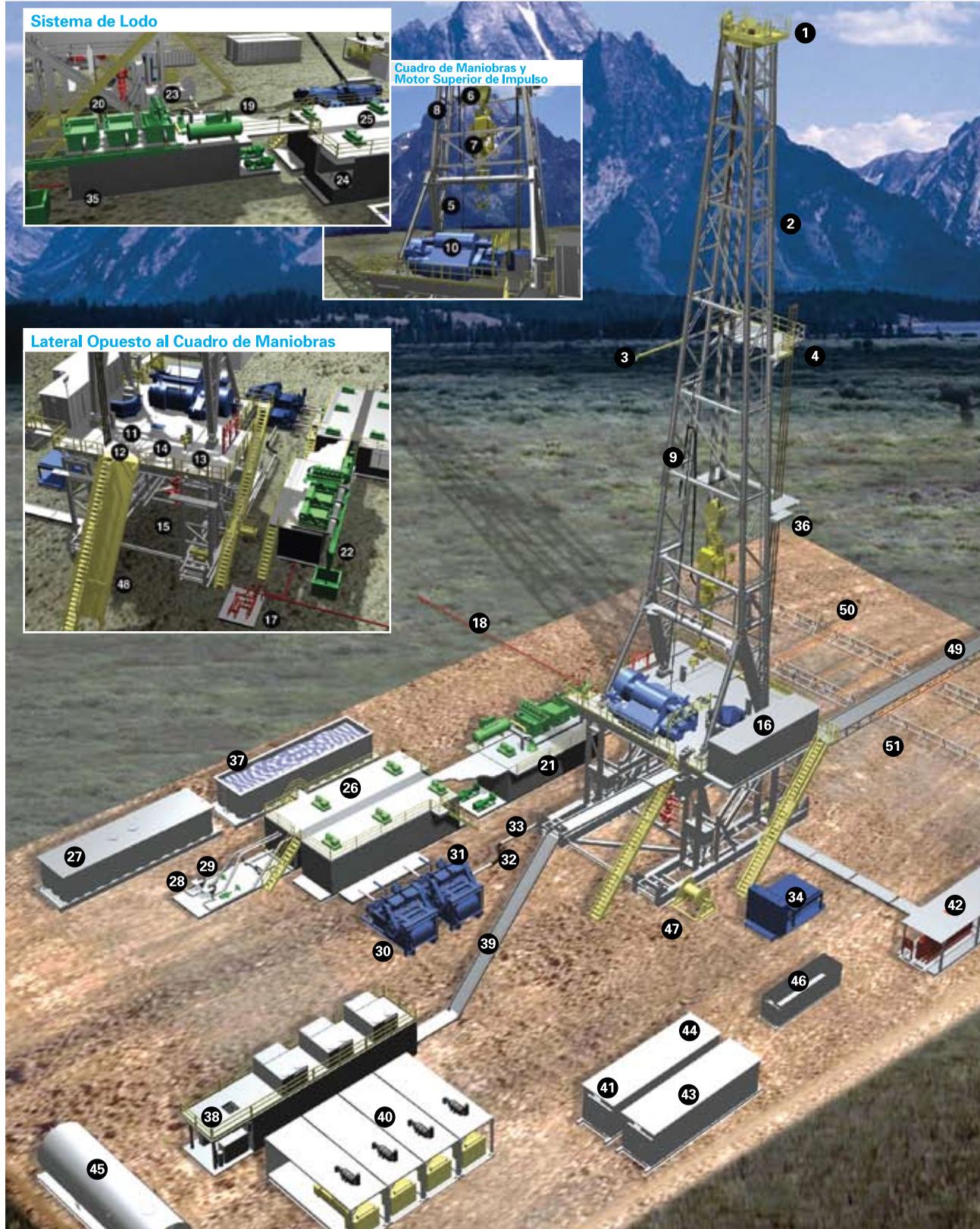
Cronología de la terminación

Una vez montado el equipo de terminación, se procede en primer lugar a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación, para luego, mediante los llamados “perfiles a pozo entubado”, generalmente radiactivos y acústicos, precisar respectivamente la posición de los estratos productivos, previamente identificados





Equipo moderno para la perforación de pozos profundos



Gentileza de National Oilwell Varco (NOV)



Referencias

1. Corona
2. Mástil
3. Pluma del cable de maniobras
4. Puente de enganche
5. Cable de aparejo
6. Motón de aparejo
7. Motor superior de impulso (*top drive*)
8. Manga rotary
9. Tubería vertical del lodo (*standpipe*)
10. Cuadro de maniobras
11. Consola de comando
12. Esquinero apoyo sondeo
13. Piso de trabajo
14. Mesa *rotary*
15. Subestructura
16. Casilla del perforador
17. Múltiple para ahogo del pozo (*choke manifold*)
18. Línea al quemador de gas
19. Desgasificador
20. Zarandas vibratorias
21. Separador de gas del lodo
22. Descarga del *cutting* (*cuttings*)
23. Separador de sólidos del lodo
24. Escopetas removedoras del lodo
25. Agitadores del lodo
26. Piletas del lodo
27. Materiales para el lodo
28. Tolva para preparación del lodo
29. Bombas mezcladoras del lodo
30. Bombas principales del lodo
31. Amortiguadores de pulsaciones
32. Mangas *vibrator*
33. Línea de impulsión del lodo
34. Unidad de potencia del *top drive*
35. Tanque de control de nivel del pozo (*trip tank*)
36. Peine para el *tubing*
37. Tanque de agua para la perforación
38. Casilla de rectificación y distribución de potencia (SCR System)
39. Bandeja para el cableado de potencia
40. Grupos electrógenos de C. Alterna
41. Casilla depósito de repuestos
42. Acumulador para accionamiento de las BOP
43. Casilla taller
44. Casilla de repuestos para las bombas de lodo
45. Tanque de combustible
46. Batea con accesorios de perforación
47. Bobina con el cable para el aparejo
48. Rampa con escalera
49. Planchada
50. Barras de sondeo
51. Caballetes para tubulares

por los “perfiles a pozo abierto”, como así también la posición de las cuplas de la cañería de entubación, y por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la cañería como a la formación.

Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionado los perfiles a pozo abierto, y entubado y comprobado la calidad de la cementación, es necesario poner en contacto con cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante el “punzamiento” o perforación del *casiny* del cemento para comunicar la capa con el interior de la cañería entubada. Esto se realiza mediante cañones con “cargas moldeadas” unidas por un cordón detonante activado desde la superficie mediante un cable especial.

Cada uno de los estratos punzados es ensayado para determinar los volúmenes de fluido que aporta, así como la composición y calidad de los mismos (petróleo, gas, porcentaje de agua). Esto se realiza mediante “pistoneo” por el interior del *tubing* o “cañería de producción”. Se determina así si la presión de la capa o estrato es suficiente para lograr el flujo hacia la superficie en forma natural o si deben instalarse sistemas artificiales de extracción.

Puede suceder que durante los ensayos se verifique que existen capas sin suficiente aislación entre sí por fallas en la cementación primaria. En estos casos se realizan cementaciones complementarias, aislando mediante empaquetadores (*packers*) el tramo correspondiente al pozo.

Cuando la diferencia de propiedades de las distintas capas así lo justifica, se puede recurrir al tipo de terminación “múltiple”, que



cuenta con dos columnas de *tubing* para producir dos intervalos diferentes, quedando también la alternativa de producir por el “espacio anular” entre el *casing* y los dos *tubing* un tercer intervalo. También es de norma, aunque muy poco frecuente, la producción triple mediante tres cañerías de producción. Para que una terminación múltiple se pueda realizar, deberá haber sido prevista al momento de la programación de la geometría del pozo.

Para el caso de terminación múltiple con dos o tres cañerías, el equipamiento debe incluir no solamente empaquetadores especiales, sino también cabezales de boca de pozo (en la superficie) de diseño particular, los que permiten el pasaje múltiple de cañerías. Por otra parte, el equipo de intervención del pozo o *workover* debe contar con herramientas especiales para maniobrar con múltiples cañerías a la vez, por lo que estas maniobras de intervención son mucho más riesgosas y delicadas y se requiere una más cuidadosa programación.

Nuevas técnicas en búsqueda de mejor productividad, tales como las descriptas para perforar pozos direccionales, han desarrollado equipos y materiales que permiten realizar la terminación y puesta en producción de pozos multilaterales con el acceso a varias capas de un mismo pozo, o acceso a una capa remota mediante un pozo extendido horizontalmente.

En casos de baja productividad de la formación, ya sea por la propia naturaleza de ésta o porque ha sido dañada por los fluidos de perforación o por la cementación, o incluso por el fluido de terminación, la formación productiva debe ser estimulada. Los procedimientos más utilizados son: la acidificación y la fracturación hidráulica.

La acidificación consiste en la inyección o presión de soluciones ácidas que penetran en la formación a través de los punzados, disolviendo los elementos sólidos que perturban el flujo de los fluidos.

La fracturación hidráulica consiste en inducir la fracturación de la formación mediante el bombeo a gran caudal y presión de un fluido que penetra profundamente en la formación, provocando su ruptura y llenando simultáneamente la fractura producida con un sólido que actúa como agente de sostén. El agente generalmente utilizado es arena de alta calidad y granulometría cuidadosamente seleccionada que, por efecto de un mejoramiento artificial de la permeabilidad, facilitará el flujo desde la formación hacia el pozo a través de la fractura producida.

La necesidad de bajar costos en zonas de pozos de baja pro-

ducción llevó a utilizar en forma creciente técnicas o materiales que redujeran tiempos de maniobra y costos de equipamiento. La búsqueda de menores costos de equipamiento en los casos indicados llevó, condicionando la geometría de los pozos a la producción esperada, a perforar pozos de poco diámetro denominados *slim-holes*. Estos pozos de diámetro reducido son terminados generalmente bajo el sistema *tubing-less*, que consiste en entubar el pozo abierto con tubería de producción (*tubing*), y luego cementarlo aplicando el mismo procedimiento que para un revestidor convencional.

El *coiled-tubing* y la *snubbing unit* son un material y una herramienta de trabajo de uso cada vez más frecuente: aunque se desarrollaron hace poco más de un par de décadas, las nuevas técnicas de perforación, terminación e intervención de pozos necesitan utilizarlos cada vez más. El *coiled-tubing*, como su nombre lo indica, consiste en un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite que se lo trate como a un tubo de PVC (Cloruro de Vinilo Polimerizado), pero que posee las mismas características físicas de una tubería convencional de similar diámetro, con la siguiente ventaja: no es necesario manipularlo, ni estibarlo tramo por tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, ya que se lo desenrolla o enrolla en un carretel accionado mecánicamente como si fuera una manguera. Esta última característica permite un mejor y más rápido manejo y almacenaje. Este tubo tiene múltiples aplicaciones tanto en la perforación de pozos dirigidos como en la terminación y reparación de éstos.

La *snubbing unit* es una máquina hidráulica que, reemplazando o superpuesta a una convencional, permite efectuar trabajos bajo



presión, o sea sin necesidad de circular y/o ahogar al pozo para controlarlo. Esta condición de trabajo, que además de reducir tiempo de operación y costos ayuda a conservar intactas las cualidades de la capa a intervenir, consiste en la extracción o corrida de tubería mediante un sistema de gatos hidráulicos que mueven alternativamente dos mesas de trabajo en las que están ubicados juegos de cuñas accionados de manera hidráulica o neumática, que retienen o soportan la columna de tubos según sea necesario. Este sistema mecánico de manejo de tubería está complementado con un arreglo de cuatro válvulas de control de pozos, también de accionamiento hidráulico, que funcionan alternativamente con la ayuda de un compensador de presiones, lo que posibilita la extracción o bajada de la tubería bajo presión.

El empleo conjunto de estas dos herramientas permite realizar tareas especiales de perforación.

El factor humano

Detrás de cada equipo que perfora, termina o repara un pozo, existe un conjunto de personas con distintas especialidades: ingenieros, geólogos, técnicos, obreros especializados, obreros. Tienen responsabilidades directas: programación, supervisión, operación y mantenimiento, e indirectas: las de las compañías especializadas en la provisión de servicios técnicos, productos químicos y fluidos de perforación, unidades de mezcla y bombeo, unidades para correr registros eléctricos, provisión de trépanos y proveedores de servicios auxiliares como transporte de equipo, materiales, cargas líquidas, personal, etc.

La suma del personal directo e indirecto involucrado en la perforación de un pozo, cuando se trata de perforación en tierra en pozos de desarrollo, llega a tener entre noventa y cien personas; en la medida en que aumente la complejidad del trabajo, como por ejemplo en los pozos exploratorios profundos, pozos costa afuera, la cantidad de personal requerido puede llegar a duplicarse.

Un equipo perforador, de terminación o de reparación, opera las 24 horas del día, los 365 días del año, con personal que trabaja en turnos rotativos de 8 horas. Cuando el trabajo es en tierra, normalmente retorna periódicamente a su casa o al campamento. Cuando el trabajo es en el mar, también trabaja en turnos rotativos, pero en este caso el personal permanece a bordo por períodos que van de 14 a 28 días.





09

→

Producción

09 | Producción

Producción de petróleo

Finalizada la perforación y terminación (completación), el pozo se encuentra listo para empezar a producir, ya sea por surgencia natural o en forma artificial. El hecho de que lo haga de una u otra forma depende de una variada gama de circunstancias: la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca reservorio, las pérdidas de presión en las proximidades del pozo y en los punzados o en la cañería, etc. Cuantas más dificultades encuentre el fluido en su camino a la superficie, mayores serán las posibilidades de que no surja, o de que lo haga en forma intermitente o a bajos caudales. En esos casos resulta necesario instalar equipos artificiales para posibilitar la producción. En la Argentina menos de un 10% de los pozos producen por surgencia natural.

Los fluidos de un yacimiento –petróleo, gas y agua– entran a los pozos impulsados por la presión a la que están confinados. Si la presión es suficiente, el pozo resultará “surgente”, ya que los fluidos vencerán todos los obstáculos, llegarán a superficie y el pozo producirá sin necesidad de ayuda. Si la presión sólo alcanza para que los fluidos llenen el pozo parcialmente o con un caudal insuficiente, se debe instalar algún sistema que permita elevar los líquidos a la superficie.

La surgencia natural es el método de producción más barato, ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento, aunque no siempre es el más adecuado desde el punto de vista de la productividad. La surgencia se regula en la cabeza (boca) de pozo mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción elegido. Los volúmenes de los distintos fluidos producidos varían a medida que transcurre el tiempo. Como regla general, al disminuir la presión del reservorio la producción de petróleo cae, debiéndose recurrir, en esas circunstancias, a equi-

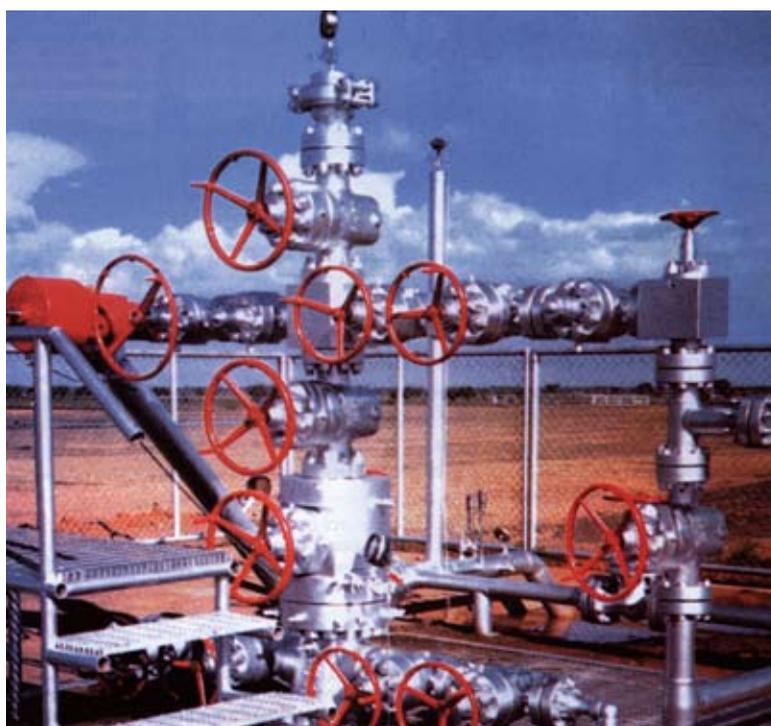


pos artificiales. Con la extracción artificial comienza la etapa más costosa de la explotación del yacimiento.

Las cañerías que se utilizan para producir un pozo, tanto por surgencia natural como por medios artificiales, son las mismas. Se las conoce por su nombre en inglés, *tubing*, y se bajan dentro del pozo en tramos de aproximadamente 9,45 m de longitud, unidos por rosca y cupla, utilizándose distintos diámetros, desde 1,66 a 4,5 pulgadas, según lo requiera el volumen de producción y lo permita la cañería de entubación, *casing*. En caso de que se quiera producir en forma independiente de dos o más horizontes, deberán instalarse dos o más *tubings*.

En los casos de surgencia natural, como ya se dijo, el fluido asciende por la tubería sin ayuda externa, utilizando la presión del yacimiento. Cuando la presión del yacimiento no es suficiente se requiere instalar, en estas cañerías, equipos para la extracción artificial. Existen variados métodos de extracción artificial, algunos de los cuales se describen a continuación:

1. **Bombeo mecánico.** La bomba se baja dentro de la tubería de producción y se asienta en el fondo con un elemento especial.



→ Armadura de surgencias, comúnmente llamada "árbol de navidad".



La bomba es accionada por medio de una sarta de varillas, de 7,32 metros de longitud cada una, que le transmite el movimiento desde el “aparato de bombeo”. Éste consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de un sistema de biela-manivela que se acciona a través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de entre 2 y 7,32 metros de largo con un diámetro interno de 1½ a 3¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo. Este mecanismo se aloja en la parte inferior de la tubería o se enrosca en su extremo. El 80% de los pozos de extracción artificial en la Argentina utilizan este medio. Su limitación radica en la profundidad que pueden tener los pozos, y su desviación en el caso de pozos dirigidos; también en los volúmenes de fluido a producir.

2. **Bombeo hidráulico.** Una variante del sistema anterior es la utilización de bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo, que se conoce como fluido motriz. Las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite. Este método no tiene las limitaciones que tiene el bombeo mecánico para su utilización en pozos profundos o dirigidos.
3. **Extracción con gas (*gas lift* - surgencia artificial).** Consiste en inyectar gas a presión en la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. La inyección del gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladoras que abren y cierran el gas automáticamente.
4. **Pistón accionado a gas (*plunger lift*).** Es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón. Es un método destinado a pozos de poca productividad.
5. **Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible.** Es una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico. El conjunto se baja en el pozo con una tubería especial, que lleva un cable adosado para transmitir la energía eléctrica al motor. Permite bombear grandes volúmenes de fluido.
6. **Bomba de cavidad progresiva.** El fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal

(rotor) que gira dentro de un alojamiento semiplástico y estático de igual geometría (estator). El efecto resultante de la rotación es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.

En la Argentina, en enero de 2007, sobre un total de 19.900 pozos en extracción efectiva, 383 (1,92%) eran surgentes. En cuanto a sistemas artificiales, también sobre el mismo número de pozos, la distribución fue:

| Sistema | Nº de pozos | % |
|----------------------------------|---------------|---------------|
| Bombeo mecánico | 13.671 | 70,05 |
| Bombeo hidráulico | 18 | 0,09 |
| Bombeo electrosumergible | 3.071 | 15,74 |
| Gas lift | 156 | 0,80 |
| Bombeo por cavidades progresivas | 2.463 | 12,62 |
| Plunger lift | 138 | 0,70 |
| Total | 19.517 | 100,00 |

La producción por pozo en el mundo tiene una amplia gama de variación. Algunos sondeos aportan unos pocos metros cúbicos y otros más de un millar por día. Comportamientos tan disímiles encuentran su explicación en las diferencias de diseño de los pozos y fundamentalmente en la distinta calidad de los reservorios involucrados (permeabilidad, espesor, viscosidad y presión). En la Argentina, el pozo promedio produce unos 8 m³ por día. Los valores más altos de productividad se encuentran en el Mar del Norte y en Arabia Saudita con producciones a veces superiores a los 1000 m³/día por pozo. En el otro extremo se encuentra Estados Unidos con una producción promedio inferior a los 2 m³/día por pozo. Es de destacar que la producción argentina, 102.223 m³/día para 2007, representa un 0,8% de la producción petrolera mundial, 12.917.000 m³/día.

Instalaciones de superficie

Cabe aquí realizar una breve descripción de la extremidad superior del pozo ubicada en la superficie, denominada comúnmente “cabezal” o “boca de pozo” y para el caso de los pozos surgentes, “árbol de navidad”. La boca de pozo involucra la conexión

→
Esquema de un pozo surgente terminado a pozo abierto

de las cañerías de subsuelo con las existentes en superficie que se dirigen a las instalaciones de producción. El “colgador de cañerías” y el “puente de producción” son los componentes principales de la “boca de pozo”. Cada una de las cañerías utilizadas en el pozo (guía, intermedias y de entubación o *casing*) debe estar equipada con un “colgador” para soportar el *tubing*. Este colgador va enroscado en el extremo superior de la cañería, y debe ser el adecuado para soportar a la cañería de menor diámetro.

Los fluidos producidos por el pozo son enviados a las baterías o estaciones colectoras a través de las cañerías enterradas de 2” a 4” de diámetro, denominadas cañerías de conducción. En las baterías se recibe la producción de varios sondeos. El material más común para estas líneas de conducción es el acero, aunque se utilizan cada vez con mayor frecuencia cañerías de PVC reforzado con fibra de vidrio, resistentes a la corrosión.

Si bien el número de pozos que concurre a una batería es variado y depende de muchas circunstancias, a efectos de dar un orden de magnitud, podría hablarse de entre 10 a 30 sondeos. En la batería, se separan los tres fluidos y éstos se transfieren a las diferentes plantas de tratamiento, donde gas y petróleo son puestos en especificación para la venta y el agua se acondiciona para su reinyección en el subsuelo, en pozos sumideros o en inyectores en operaciones de recuperación secundaria. En la batería se miden todos los días los volúmenes producidos de cada fluido, y en forma alternada se va realizando la misma medición a cada uno de los pozos (controles) de forma de conocer la producción de cada uno de ellos en un determinado período.

→

Estado de pozos. Mes por Cuenca. Datos de diciembre de 2007

| Cuenca | Surgencia natural | Bombeo mecánico | Bombeo hidráulico | Electro sumergible | Gas lift | Cavidad progresiva | Plunger Lift | Total extracción efectiva |
|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|--------------------|------------|--------------------|--------------|---------------------------|
| Austral | 50 | 186 | 0 | 56 | 40 | | 3 | 335 |
| Cuyana | 5 | 481 | 0 | 458 | 0 | 8 | 0 | 952 |
| Golfo San Jorge | 16 | 9.422 | 13 | 1.266 | 4 | 1.556 | 7 | 12.283 |
| Neuquina | 280 | 3.566 | 1 | 1.291 | 99 | 899 | 125 | 6.261 |
| Noroeste | 32 | 16 | 4 | 0 | 13 | 0 | 3 | 68 |
| Total | 383 | 13.671 | 18 | 3.071 | 156 | 2.463 | 138 | 19.899 |

Producción de gas

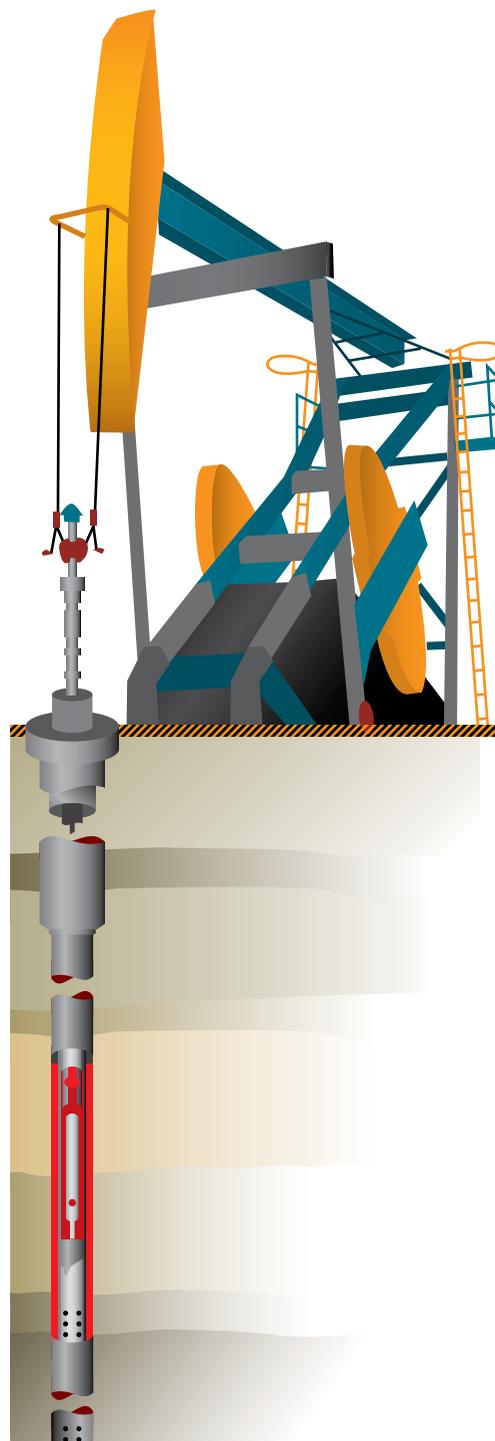
Todos los pozos producen gas, a veces asociado con petróleo (pozos petrolíferos) y otras veces libre (pozos gasíferos). Asimismo, el gas no asociado al petróleo (gas libre) puede y suele contener líquido en superficie; este fluido que en fondo estaba en fase gaseosa recibe el nombre de condensado. En los yacimientos gasíferos, es necesario contar con instalaciones que permitan la separación primaria de los líquidos, y el manejo y control de la producción de gas. Una vez producida la separación primaria, el gas libre y el gas asociado siguen el mismo camino y se dirigen a las plantas de tratamiento, ayudados por compresores cuando la presión no es suficiente. El condensado suele mezclarse con el petróleo y seguir el mismo camino que éste.

Reservorios. Energía natural y métodos para mejorar la recuperación de petróleo

Los párrafos anteriores relataron lo que sucede con los fluidos una vez que éstos salen del reservorio. Se tratarán a continuación algunos aspectos relacionados con el movimiento del hidrocarburo en el reservorio.

Los yacimientos de petróleo tienen diferentes “empujes” naturales que definen su comportamiento al descomprimirse. Pueden actuar solos o combinados y son:

- 1. Expansión del petróleo, del agua intersticial y compactación de la formación.** Este mecanismo es importante cuando el petróleo aún no comenzó a liberar gas. El petróleo que se va es reemplazado por la expansión del petróleo que queda, por la expansión del agua intersticial (habitualmente menos importante) y por la compactación de la formación que fuerza al petróleo a salir. La recuperación a esperar por este mecanismo suele ser baja, ya que los tres elementos suelen ser poco compresibles; está entre 3 y 7%.
- 2. Empuje por gas disuelto (*disolved-gas drive*).** En este caso la fuerza propulsora es la expansión del gas que va liberando el petróleo (el mecanismo debería llamarse: expansión del gas que se libera). La recuperación es mayor que en el caso anterior (entre 14 y 20%) ya que el gas es mucho más expansible que los otros tres elementos, pero sigue siendo baja como



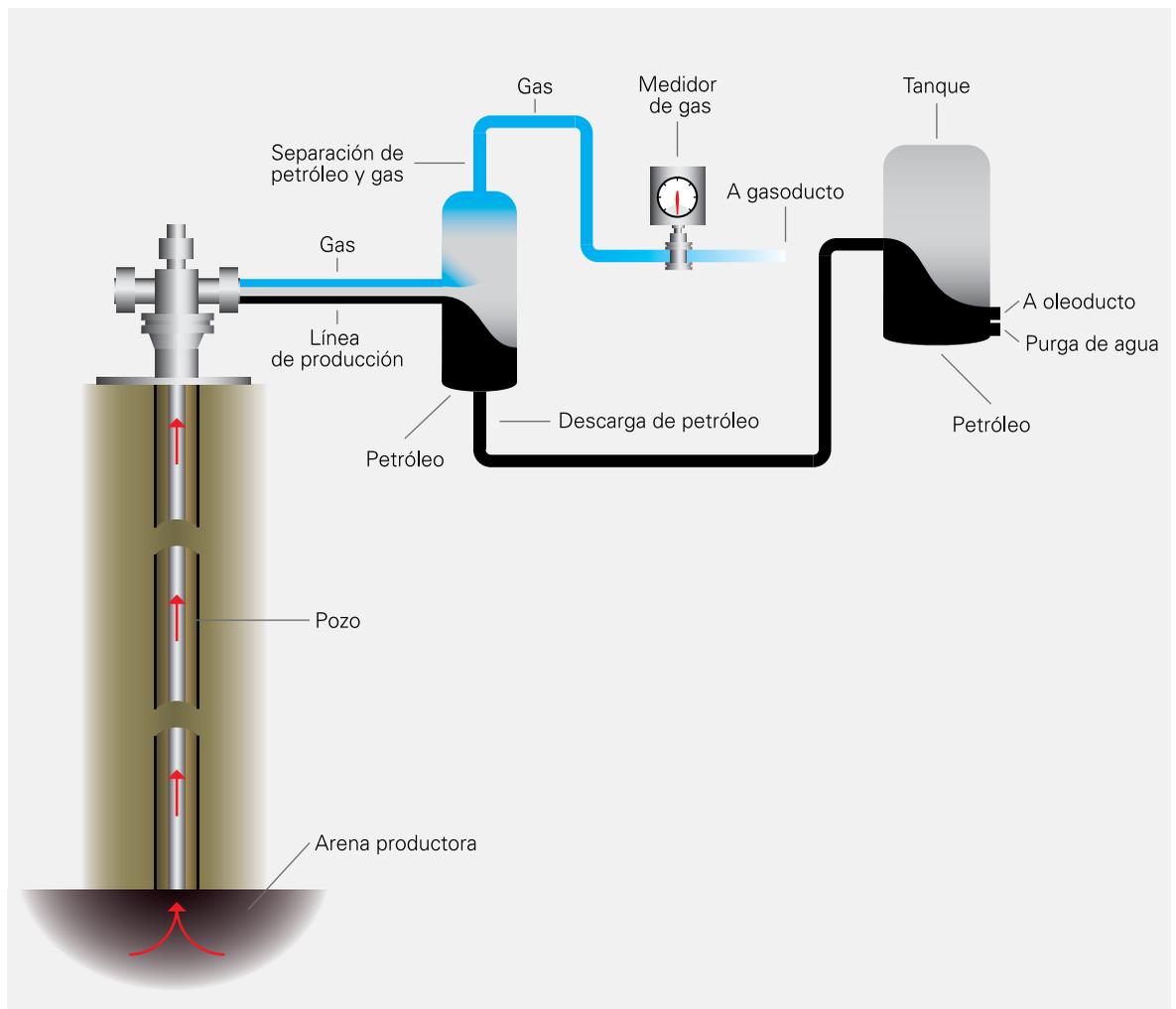
→ Con la extracción artificial comienza la fase más costosa de la explotación de un yacimiento

consecuencia de lo poco que permanece el gas en formación, debido a su gran movilidad.

3. Empuje del casquete gasífero (*gas-cap drive*). Se manifiesta cuando existe un volumen de gas acumulado en formación por encima de la zona con petróleo. Al disminuir la presión, el casquete se expande y empuja el petróleo hacia los pozos. Si se evita producir la fuente de energía (el gas), la recuperación puede llegar al 30 o 35%.

4. Empuje hidráulico (*water drive*). Es la fuerza impulsora más eficiente para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento. El acuífero ubicado por debajo de la zona con petróleo empujará el petróleo ya sea por hallarse alimentado

→
Esquema de producción de petróleo y/o gas.



o por su propia expansión, en el caso de tener un volumen suficiente. La recuperación en un yacimiento con empuje hidráulico explotado racionalmente puede llegar al 60%.

5. Segregación gravitacional. Al comienzo de la explotación este mecanismo se manifiesta muy poco, ya que predominan las fuerzas de impulsión (viscosas). Pero cuando éstas pierden importancia, por haber caído la presión, el gas puede “escapar” hacia la parte alta de la estructura, produciéndose un contraflujo del petróleo hacia los pozos ubicados en la parte inferior de la estructura. Cuando las condiciones son propicias (alta permeabilidad vertical, baja viscosidad del crudo para escurrir, etc.) se pueden obtener recuperaciones muy altas pero en tiempos prolongados.

6. Imbibición. Es el mecanismo por el cual, en rocas hidrófilas y debido a fenómenos capilares, el agua entra en zonas de menor permeabilidad desplazando al petróleo hacia zonas más permeables. Es sobre todo importante en yacimientos fisurados o estratificados con alto contraste de permeabilidad.



Cuando la recuperación por mecanismos primarios (recuperación primaria) es poco satisfactoria, resulta común aplicar algunos métodos asistidos de recuperación: el más común es la inyección de agua en determinados pozos denominados “inyectores”, con el objeto de desplazar volúmenes adicionales de petróleo hacia el resto de los pozos del yacimiento, que conservan el carácter de “pozos productores”. Este proceso se denomina recuperación secundaria (por haber aparecido cronológicamente luego de la recuperación primaria). Es aplicable desde comienzos de la explotación para mantener la presión, o bien bastante tiempo después de iniciada aquélla.

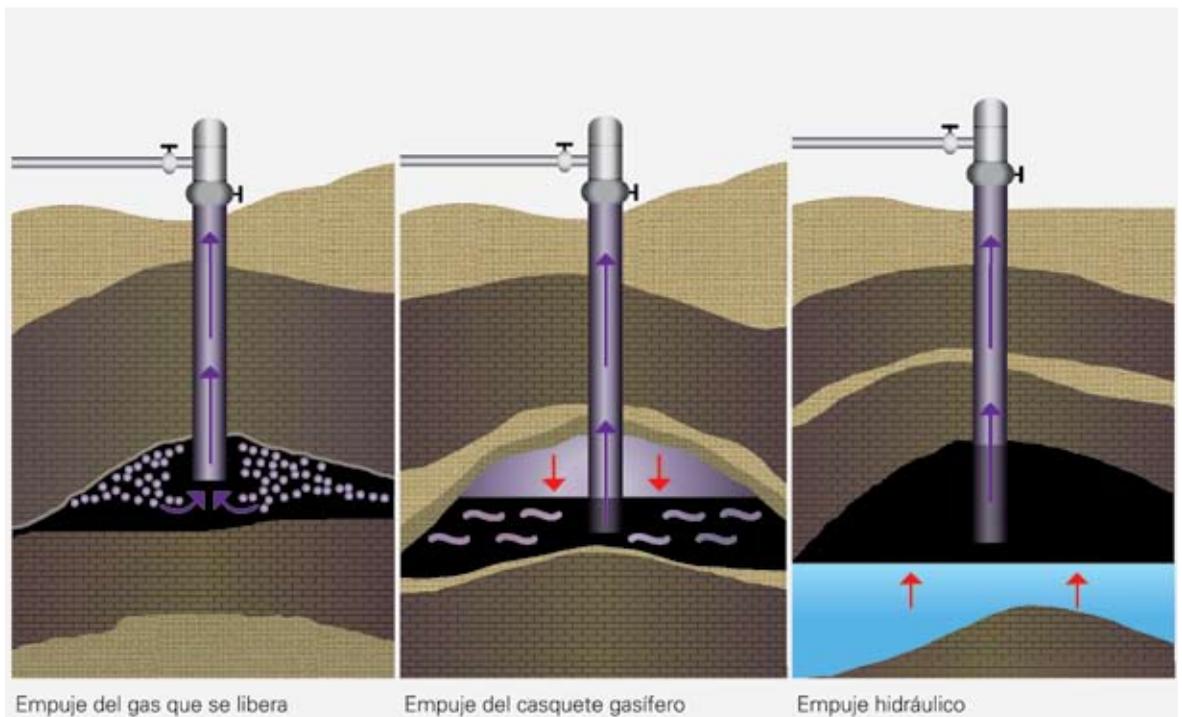
El agua a inyectar puede ser el agua producida por los pozos de petróleo o puede obtenerse de fuentes cercanas (ríos, lagos, napas del subsuelo, etc.). En todos los casos debe ser “compatible” con el agua de la formación productiva, y debe ser convenientemente tratada a los efectos de evitar daños a la formación, como así también al sistema de cañerías de inyección y a los pozos inyectores.

La inyección de gas seco es conceptualmente similar a la inyección de agua.

Además de la recuperación secundaria vía inyección de agua o de gas, se suelen aplicar otros métodos llamados de recuperación terciaria o mejorada, tales como inyección de dióxido de carbono (CO_2), solventes, polímeros, o métodos térmicos como la inyección de vapor (cíclica o continua) o la combustión *in situ*. Los altos precios del crudo estimulan la aplicación de métodos de recuperación mejorada o terciaria, dado que los mismos requieren grandes inversiones.

En los yacimientos de gas los empujes naturales son la expansión del gas y el empuje hidráulico. En este caso, debido a su alta compresibilidad, la expansión del propio gas resulta un mecanismo muy eficiente, llegándose a recuperaciones que se ubican entre el 70 y 90%, superiores por lo general a las obtenidas con empuje hidráulico. La recuperación asistida más común es el “*cycling*”, que consiste en inyectar gas seco de forma de evitar la condensación de los hidrocarburos líquidos o de vaporizar los que ya hubiesen condensado.

→
Formas de empuje





10



Tanques de producción y almacenamiento

10 | Tanques de producción y almacenamiento

Los tanques son clasificados según su uso y forma de construcción para producción o almacenamiento, y finalmente por el tipo de fluido que van a contener.

Los fluidos del pozo deben ser separados y tratados antes de ser enviados a la refinería o a un sistema de procesamiento de gas. Este primer paso en la manipulación generalmente se da en plantas denominadas baterías localizadas cerca del cabezal del pozo, o en un lugar estratégico donde se trata la producción de varios pozos a la vez. En estas baterías existen equipos separadores de control y separadores de producción que pueden ser bifásicos o trifásicos, el petróleo crudo, el agua y el gas natural ingresan a estos equipos y son separados. Los productos separados son enviados a los tanques de producción que representan el punto de inicio para que el petróleo entre en los oleoductos; el gas se envía directamente a los gasoductos.

Hay baterías que poseen equipos de separación denominados Free Water Knock Out donde se separa el agua del petróleo, los fluidos se envían a los tanques de producción y de ahí a las plantas de tratamiento de agua y de petróleo.



Los tanques pueden ser clasificados según su forma de construcción, uso o tipo de producto que contengan.



Tanques de gas licuado.

En las plantas de tratamiento, los productos separados entran en una nueva etapa de equipos de separación y tratamiento que acondicionan al fluido para su envío a los tanques de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento están diseñados para el acopio y manipulación de grandes volúmenes de petróleo y gas; son generalmente más grandes y considerados como permanentes. El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los hidrocarburos ya que actúa como un pulmón entre producción y/o transporte para absorber las variaciones de consumo.

El diseño y construcción de los tanques para almacenamiento de petróleo está definido bajo las recomendaciones de la norma API 650, la construcción de los parques de tanques deben regirse por lo solicitado en la ley 13.660 y sus decretos reglamentarios.

El almacenamiento de líquidos tales como petróleo, nafta, fuel oil, diesel oil, kerosene u otros derivados petroquímicos que se pueden conservar a presión y temperatura ambiente, se efectúa normalmente en tanques cilíndricos de fondo plano, techo abovedado, esférico o elipsoidal; en productos muy volátiles algunas veces se construyen con techo flotante o con techo fijo y membranas flotantes, a fin de evitar acumulación de gases inflamables en su interior y por consiguiente pérdidas de producción. Los productos muy pesados o aquellos en que al bajar la temperatura se transforman en muy viscosos pueden tener o no incorporado algún sistema de calefacción en la forma de un serpentín, los fluidos térmicos pueden ser vapor o petróleo caliente. Aislaciones térmicas para calor o frío son utilizadas según los productos almacenados.



Para la construcción de los tanques de almacenamiento se emplean láminas de acero de distintos espesores, de acuerdo con su posición relativa en la estructura del tanque. Estas piezas se sueldan entre sí conforme a normas de construcción que garantizan la integridad y posterior funcionamiento del almacenaje (es importante mencionar que no obstante haberse suspendido la construcción de tanques remachados, los así contruidos seguirán en actividad por mucho tiempo).

La relación óptima en el diseño de un tanque es que el diámetro de la base sea tres veces su altura; no obstante, esta relación es adaptada, en la construcción, a la longitud y aprovechamiento de las chapas.

Los tanques soldados están diseñados para soportar presiones internas del orden de 50 m.m. H₂O a 200 m.m. H₂O compatibles con los dispositivos de seguridad que protegen al tanque y se han construido de hasta 240.000 m³ de capacidad. No obstante los recaudos tomados durante el diseño y la construcción del o de los tanques y con el fin de prever el daño que pudiera ocasionar su rotura o rebalse, se construyen diques de contención alrededor de cada tanque o grupo de tanques de acuerdo con lo requerido en la ley 13.660 y sus decretos reglamentarios.

A los efectos de evitar los daños ambientales producidos por derrames o filtraciones se construyen bases de hormigón armado continuas y se impermeabilizan fondos de tanques y recintos por diversos procedimientos físicos o químicos.

Los tanques requieren que sean instrumentados para su supervisión y control; además en los tanques y parques de tanques debe haber defensas pasivas en caso de incendio.



Planta de *peak shaving* en General Rodríguez, provincia de Buenos Aires.

Cuando se trata del almacenamiento de gases licuados u otros derivados que deben conservarse a presión y temperatura distintas a la atmosférica normal, la construcción, como así también los materiales a emplear, requieren para cada caso de un prolijo estudio técnico. Por ejemplo, el almacenaje de gas natural licuado (GNL), del que se hablará más en detalle, requiere una temperatura de -160°C ; también el gas licuado de petróleo (GLP-**propano/butano**), cuya temperatura debe mantenerse dentro de los -42°C a 12°C .

Para el caso en que se pueda almacenar el producto a presión atmosférica (propano/butano) pero de baja temperatura de burbujeo (-42°C), también se utilizan tanques cilíndricos de fondo plano, refrigerados, con la diferencia de que la construcción de éstos requiere doble envoltente (pared), doble fondo en algunos casos, aislación externa, y deben estar soportados por una estructura flexible que absorba las variaciones de tamaño generadas por llenado, vaciado y eventuales cambios de temperatura. Además del dique de contención mencionado para tanques en general, en algunos casos también se rodea el tanque de una pared de concreto de similar altura.



11

→

Rutas y redes de transporte y distribución

11 | Rutas y redes de transporte y distribución

Los hidrocarburos comienzan a viajar: desde la superficie del pozo hasta su destino final de consumo, recorren un itinerario de rutas y redes que conforman su sistema de transporte y distribución. Depósitos o almacenamientos en los que se guardan o son procesados jalonan este extenso camino.

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, por oposición a los más cortos o secundarios) son tuberías de acero cuyo diámetro puede medir hasta más de 40" y que se extienden a través de distancias, desde los yacimientos hasta las refinерías o los puertos de embarque. Están generalmente enterrados y protegidos contra la corrosión mediante revestimientos y pinturas especiales. El petróleo es impulsado a través de los oleoductos por estaciones de bombeo, las cuales son monitoreadas y operadas por medios electrónicos desde una estación central.

Los gasoductos conducen el gas natural que puede producirse desde un yacimiento de gas libre o gas asociado, y que previamente ha sido acondicionado en el mismo yacimiento para su adecuado transporte y utilización, hacia plantas separadoras y fraccionadoras, con el objetivo de extraer hidrocarburos contenidos en el gas natural tales como el etano, el propano y butano (gas licuado) y los pentanos y superiores (gasolina natural) tan deseados por su valor económico.

Luego de dichos procesos de separación, el gas seco ya tratado ingresa a los sistemas de transmisión o gasoductos troncales, para ser despachado al consumidor industrial y doméstico. Forman

→

Cruce aéreo de dos gasoductos de 24" y un poliducto



parte de estos sistemas las estaciones recompresoras, que van restituyendo, a ciertos intervalos, la presión que va perdiendo el gas natural por rozamiento durante su circulación por las tuberías y el centro de despacho y control de las operaciones.

El suministro a cada consumidor individual es manejado por las compañías de distribución con su propio sistema de tuberías o red de distribución. El gas llega, por ejemplo para uso doméstico, a través de pequeñas tuberías, frecuentemente plásticas, con medidores individuales para cada uno de sus clientes.

Las tuberías que trasladan varios productos líquidos en forma alternativa, en tandas, se llaman **poliductos**.

La instalación de un oleoducto o gasoducto, con su tendido de tubería y soldadura, es un trabajo de ingeniería, comparable a lo

→

Gasoductos

| Desde | Hasta | Empresa | Gasoducto | Capacidad (MMm ³ /d) | Longitud (km) | Diámetro (pulgadas) | Año |
|-------------------------------|--|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------|------|
| Madrejones (Bol.) | Campo Durán | Pluspetrol | | 2-5 | 43,00 | 12 | 2001 |
| Campo Durán | San Jerónimo | TGN | Norte | 23,40 | Troncal: 1454,80 Ramal: 1107,80 | 24 24/16 | 1960 |
| i) Aldea Brasileira | Colón | | T. Entrerriano I | 2,50 | 275,00 | 16 | |
| ii) Colón | Concordia | TGN | T. Entrerriano II | 0,75 | 109,00 | 12 | 1999 |
| iii) Concepción del Uruguay | Gualedguaychú | | T. Entrerriano III | 0,75 | 54,00 | 12 | |
| Beazley | Buenos Aires | | | | Troncal: 1257,80 Ramal: 884,30 | 30/18 30/24 | 1981 |
| San Jerónimo | Buenos Aires | TGN | Centro Oeste | 34,00 | 962,60 | 24/22 | |
| Loma La Lata | Beazley | | | | 579,00 | 30 | 1981 |
| La Mora | Santiago (Ch.) | TGN, Chillinger Metrogas | Gasandes | 10,00 | 465,00 | 24 | 1997 |
| Loma La Lata | Buenos Aires | TGS | Neuba II | 28,40 | 2201,00 | 30/36 | 1988 |
| Sierra Barrosa | Cerri | TGS | Neuba I | 13,50 | 1971,00 | 24/30 | 1970 |
| Cerri | Buenos Aires | | | | | | 1974 |
| Plaza Huincul | Gral. Conesa | TGS / Camuzzi | Conesa | 0,45 0,50 | Troncal: 67,30 Ramal: 219,60 | 10/8 8 | 1953 |
| Cañadón Seco | Buenos Aires | TGS | San Martín | 19,10 | | | 1949 |
| Cóndor | Buenos Aires | | | 22,30 | 3756,00 | 30 | 1973 |
| San Sebastián | Cóndor | | | 22,30 | | | 1978 |
| El Cóndor Chile (Frontera) | Argentina (Frontera) Posesión (Ch.) | YPF ENAP | El Cóndor- Posesión | 2,00 1,80 | 7,80 0,64 | 12 | 1999 |
| Gasoducto San Martín | Gasoducto El Cóndor Posesión | Sipetrol | Methanex Patagonia | 1,50 | 1,20 | 8 | 1999 |
| Campo Boleadoras | Río Turbio | Prov. de Sta Cruz. Distrigas S.A. | Campo Boleadoras- Río Turbio | | 178,00 | | 2007 |
| Campo Boleadoras | Planta Distrigas (Calafate) | Prov. de Sta Cruz. Distrigas S.A. | Campo Boleadoras- Distrigas Plant | | 181,00 | | 2007 |

→

Poliductos

| Desde | Hasta | Empresa | Capacidad (m³/d) | Longitud (km) | Diámetro (pulgadas) | Año |
|----------------|-----------------|---------|------------------|---------------|---------------------|------|
| Campo Durán | Chachapoyas | Refinor | 2880 | 1109 | 12 | 1960 |
| Campo Durán | General Mosconi | | 5000 | | | |
| Campo Durán | Tucumán | | 5000 | | | |
| Campo Durán | Montecristo | | 5000 | | | |
| Montecristo | San Lorenzo | YPF | 10000 | 379 | 12 | 1960 |
| Luján de Cuyo | Villa Mercedes | YPF | 17000 | 338 | 16/14 | 1970 |
| Villa Mercedes | Montecristo | YPF | 12000 | 320 | 14 | 1970 |
| Villa Mercedes | La Matanza | YPF | 5000 | 699 | 12 | 1972 |
| Cañadón Alfa | Cabo Negro | TOTAL | 1450 | 127 | 6 | 2000 |

que fue en el pasado el tendido de las vías del ferrocarril, aunque con la diferencia de estar oculto bajo la tierra.

Cuando el petróleo crudo ha sido transportado por un oleoducto a una terminal portuaria puede ser transferido a bordo de un buque tanque para ser llevado a las refinerías donde será procesado o bien exportado como tal. Grandes progresos se han logrado en los últimos años en este medio de transporte en lo referente a la tecnología de carga y descarga, y al tonelaje y la capacidad de transporte. Comparados con los buques de pasajeros pueden parecer pequeños porque cuando navegan cargados sólo una mínima parte de ellos aparece por encima de la línea de flotación; pero los buques-tanques más grandes pueden movilizar más de medio millón de toneladas. Algunos petroleros de gran porte encuentran dificultades para atracar en puertos comunes que carecen del calado adecuado o no disponen de muelles especiales. En esos casos se transfiere el petróleo a boyas fondeadas a distancia conveniente de la costa, donde la profundidad es la adecuada.

→

Buque metanero en operaciones de carga



→
Oleoductos

| Desde | Hasta | Empresa | Capacidad (m ³ /d) | Longitud (km) | Diámetro (pulgadas) | Año |
|-------------------------|--------------------------|----------------------------|-------------------------------|---------------|---------------------|--------------|
| Palmar Largo | Juarez | Pluspetrol EP | 4000,00 | 60,00 | 6 | |
| | | | | 30,00 | 8 | |
| La Ventana | Barrancas-104 | | 7500,00 | 20,60 | 12 | |
| Barrancas-104 | Agrelo | | 15500,00 | 12,00 | 16 | |
| Agrelo | Destilería Luján de Cuyo | | 9000,00 | 13,00 | 16 | |
| Tupungato | Agrelo | YPF | 2680,00 | 18,50 | 6 | |
| Puesto Hernández | Aguas del Carrizo | YPF | 10100,00 | 525,00 | 16 | 1989 |
| Aguas del Carrizo | Cerro Divisadero | | | | | |
| Cerro Divisadero | Malargüe | | | | | |
| Malargüe | Luján de Cuyo | | | | | |
| Puesto Hernández | Concepción (Ch.) | Oleoducto Transandino S.A. | 17000,00 | 424,00 | 16 | 1994 |
| Puesto Hernández | Planta Medanita | Odelval | 22100,00 | 129,60 | 14 | 1971 |
| Señal Picada | Catriel Oeste | YPF | 3120,00 | 18,00 | 8/6 | 1982/ |
| Catriel Oeste | Planta Medanita | | | 31,00 | 6/ 4/3 | 1997/2000 |
| Bajo del Piche | Planta Medanita | YPF | | 33,00 | 6/5/4 | |
| 25 de Mayo-Medanito | Planta Medanita | Petroquímica C. Rivadavia | | 7,50 | 10/8 | |
| Medanito | Planta Medanita Odelval | Petroquímica C. Rivadavia | | 12,60 | 3 | |
| Loma Las Yeguas | Loma La Lata | TOTAL | 1800,00 | 24,00 | 62 | |
| Aguada Pichana | Loma La Lata | TOTAL | 1200,00 | | 30 | |
| Entre Lomas | La Escondida Odelval | Petrolera Perez Companc | 1800,00 | 9,80 | 8 | |
| El Medanita | Allen | Odelval | 28800,00 | 110,00 | 14/ 16 | 1969 |
| Loma La Lata | Lindero Atravesado | YPF | 5280,00 | 60,00 | 6 | |
| Lindero Atravesado | Centenario | | | | | |
| Río Neuquén | Centenario | Río Alto | | 19,00 | 8 | |
| Plaza Huincul | Allen | Odelval | 4200,00 | 135,10 | 10 3/4 | 1976 |
| Challacó | Allen | Odelval | 2900/5600 +2600 | 112,00 | 14 | 1961 |
| Plaza Huincul | Challacó | YPF | 10000,00 | 22,00 | 10 | |
| Estancia Vieja | Allen | Chevron | | 42,00 | 8 | |
| Allen | Puerto Rosales | Odelval | 35600,00 | 513,10 | 14 | 1961 1962 |
| P. Rosales | La Plata | YPF | 42300,00 | 585,00 | 32 | 1973 |
| Jepenner (Brandsen) | Destilería Campana | Ebytem | 15840,00 | 168,00 | 22 | 2002 |
| La Plata | Dock Sud | YPF | 10000,00 | 51,00 | | |
| Anticlinal Grande | Caleta Cordova | Pan American | 8000,00 | 140,00 | 12/ 14 | |
| Pampa Castillo | El Trébol | Río Alto | 1500,00 | 15,35 | 10 3/4 | |
| Los Perales-Las Mesetas | Las Heras | YPF | 1400,00 | 30,00 | | |
| Las Heras | Pico Truncado | | | 71,00 | 10/ 12 | |
| Pico Tuncado | Caleta Olivia | | | 89,00 | 14/ 18" | |
| Estancia La Maggie | Punta Loyola | Río Alto | | 160,00 | 6 | 1990 |
| Camp.Boleadoras Field | Punta Loyola | Río Alto | 5300/ 4200 | 183,00 | 10/ 8 | 1995 |
| María Inés | Punta Loyola | Río Alto | 3300,00 | 156,60 | 8 | 1998 |
| El Cóndor | Punta Loyola | Río Alto | 1200,00 | 71,50 | 6 | |

Los buques petroleros son los navíos con mayor capacidad de carga; llevan las máquinas propulsoras ubicadas en la popa, para evitar que el árbol de la hélice atraviese los tanques de petróleo y, como medida de protección contra el riesgo de incendios, también hacia la popa se ubican el puente de mando y los alojamientos de la tripulación.



→ Red de ductos troncales
Gentileza de Andina Minerales S.R.L.

El gas natural es transformado **criogénicamente** (bajas temperaturas) a su estado líquido (GNL), pues así se reduce unas 600 veces su volumen, para ser transportado por los buques cargueros de gas desde los países productores a los grandes puntos de consumo. Existe un centenar de estos barcos en navegación hoy en el mundo.

Los buques propaneros y metaneros trasladan, como su nombre lo indica, propano líquido (gas licuado) y metano líquido (GNL) respectivamente.

Las características de los distintos sistemas de transporte y distribución varían según las circunstancias locales y/o la naturaleza del producto a trasladar y comercializar. Por ello, y para no olvidar los transportes más conocidos o visibles como el ferrocarril o los camiones tanque, son parte muy importante de la extensa red de transporte y distribución del petróleo o del gas y sus derivados.

Completan todas estas instalaciones los elementos de medición y control de volumen, caudal y calidad de los productos transportados.





12



Refinación. Separación

12 | Refinación. Separación

Los petróleos crudos, cualquiera sea su origen, no aportan en forma directa todos los productos terminados requeridos por el mercado consumidor. Tanto la calidad como la cantidad de combustibles, lubricantes y otras especialidades que la vida moderna necesita para su desarrollo, deben ser obtenidos aplicando complejas tecnologías en costosas instalaciones industriales llamadas *refinerías*.

La función principal de una refinería, por lo tanto, consiste en obtener con los petróleos las cantidades adecuadas de motonaftas, gases licuados, kerosene, aerocombustibles, gas oil, lubricantes, fuel oil, **parafinas**, asfaltos y demás especialidades, en operaciones sustentables (seguras y amigables con el ambiente) y en la forma más económica posible. Para ello deben emplearse además de los distintos tipos de petróleo, procesos e instalaciones industriales cuyo desarrollo es producto de una constante investigación.

Una moderna refinería está diseñada de tal manera que su flujo, desde el bombeo inicial del petróleo crudo hasta la salida final de los productos terminados, constituye un proceso continuo. Cualquier interrupción en dicho flujo significará una considerable pérdida de tiempo, dinero y mano de obra.

El manejo de una refinería construida de acuerdo con las técnicas actuales es casi enteramente automático. Existen sistemas electrónicos de control que regulan la temperatura, alimentación y muchas otras variables de los procesos, como así también dirigen la compleja integración de las distintas líneas de producción.

La destilación fraccionada

El petróleo crudo es una mezcla variable de hidrocarburos, denominándose en química, *hidrocarburo*, a sustancias cuyas moléculas están compuestas de átomos de carbono e hidrógeno. Cientos de diferentes clases de hidrocarburos se encuentran en el

petróleo los que, por otra parte, varían en sus proporciones según sea el origen de estos crudos.

El hidrocarburo más simple es el gas metano, formado por un átomo de carbono unido a cuatro átomos de hidrógeno. Al alargarse la cadena de átomos de carbono que constituye la “columna vertebral” de sus moléculas, los hidrocarburos varían, a temperatura ambiente, de gases a líquidos (son gaseosos hasta cuatro átomos de carbono) y de líquidos livianos, poco viscosos, a cada vez más viscosos, semisólidos y sólidos en los asfaltos para carreteras.

La primera parte en el proceso de refinación consiste en separar la mezcla de hidrocarburos en grupos o *fracciones* similares, es decir de rango de destilación similar. Esta separación se logra mediante un proceso llamado “destilación fraccionada” que se realiza a presión cercana a la atmosférica.

La destilación de petróleo crudo se basa en que, cuando el petróleo crudo es calentado, los hidrocarburos más livianos y volátiles se vaporizan primero, haciéndolo al final las fracciones más pesadas y menos volátiles. Estos vapores son luego enfriados y transformados nuevamente en líquidos a temperatura ambiente. Esta propiedad permite separar los distintos hidrocarburos componentes de la mezcla, en fracciones denominadas *cortes* cuyo rango de destilación confiere las propiedades básicas para su empleo o posterior refinación.



En la refinería la destilación se lleva a cabo en las llamadas “torres de fraccionamiento”, constituidas por altos cilindros de acero que en algunos casos pueden alcanzar más de 40 m de altura y que en su interior poseen platos o bandejas separadoras, perforadas. La temperatura en la base de la columna es elevada y descien- de gradualmente hacia la parte superior, en forma uniforme. Mo- dernamente las torres llevan rellenos ordenados, más eficientes en cuanto a la separación.

El petróleo crudo se calienta en un horno hasta una temperatu- ra aproximada a los 375°C para luego ingresar a la parte inferior de la torre de fraccionamiento, denominada *zona Flash*.

Los hidrocarburos vaporizados por calentamiento se elevan por el interior de la columna a través de los mencionados platos. Cuando estos vapores toman contacto con el plato cuya tempe- ratura es inmediatamente inferior a su punto de ebullición, se **condensan** en *fracciones líquidas*. Los hidrocarburos menos volá- tiles, cuyos puntos de ebullición son superiores a la temperatura máxima de la torre, se drenan como líquidos por el fondo de la columna, denominándose *crudo reducido*.

Para lograr una separación que se ajuste a los requerimientos de las **fracciones** que van a formar parte de nafta, kerosén o gas oil, las bandejas que pueden tener diferentes diseños, aseguran un área en la cual el vapor ascendente entra en pleno contacto con el líquido que las cubre. En la actualidad, el diseño más empleado es el deno- minado plato de válvulas, consistente en dispositivos que permiten el ascenso de vapores al par de retener el líquido condensado sobre el plato. Otra alternativa empleada para establecer esta área de contac- to son los denominados *rellenos*. Estos diseños han reemplazado casi por completo a las denominados platos de “campanas de burbujeo” similares a una cubeta invertida, cuyos bordes no alcanzan a tocar el fondo de la bandeja. En resumen, los platos de una columna frac- cionadora operan como etapas sucesivas de vaporización y conden- sación cada una a su temperatura de equilibrio de ebullición. Luego de un número determinado de platos o bandejas, por lo general 10 o 12, se instala un “plato colector” desde el que se extrae el líquido con las propiedades del corte especificado. El corte final, denomi- nado *nafta liviana de topping*, es extraído condensando los vapores de cabeza de la torre fraccionadora mediante el empleo de conden- sadores, equipos en los que se produce la condensación de vapores



que constituyen este corte liviano final mediante el intercambio térmico con un flujo a menor temperatura, por lo general aire o agua a temperatura ambiente.

La temperatura a lo largo de la torre se gradúa y controla desde la parte superior haciendo recircular una parte del material condensado y frío, en una operación denominada reflujo.

La especificación de los denominados cortes de destilación quedará entonces establecida por el rango de temperaturas de ebullición que los caracteriza, es decir su temperatura inicial y final de destilación.

Típicamente una especificación de cortes es la siguiente:

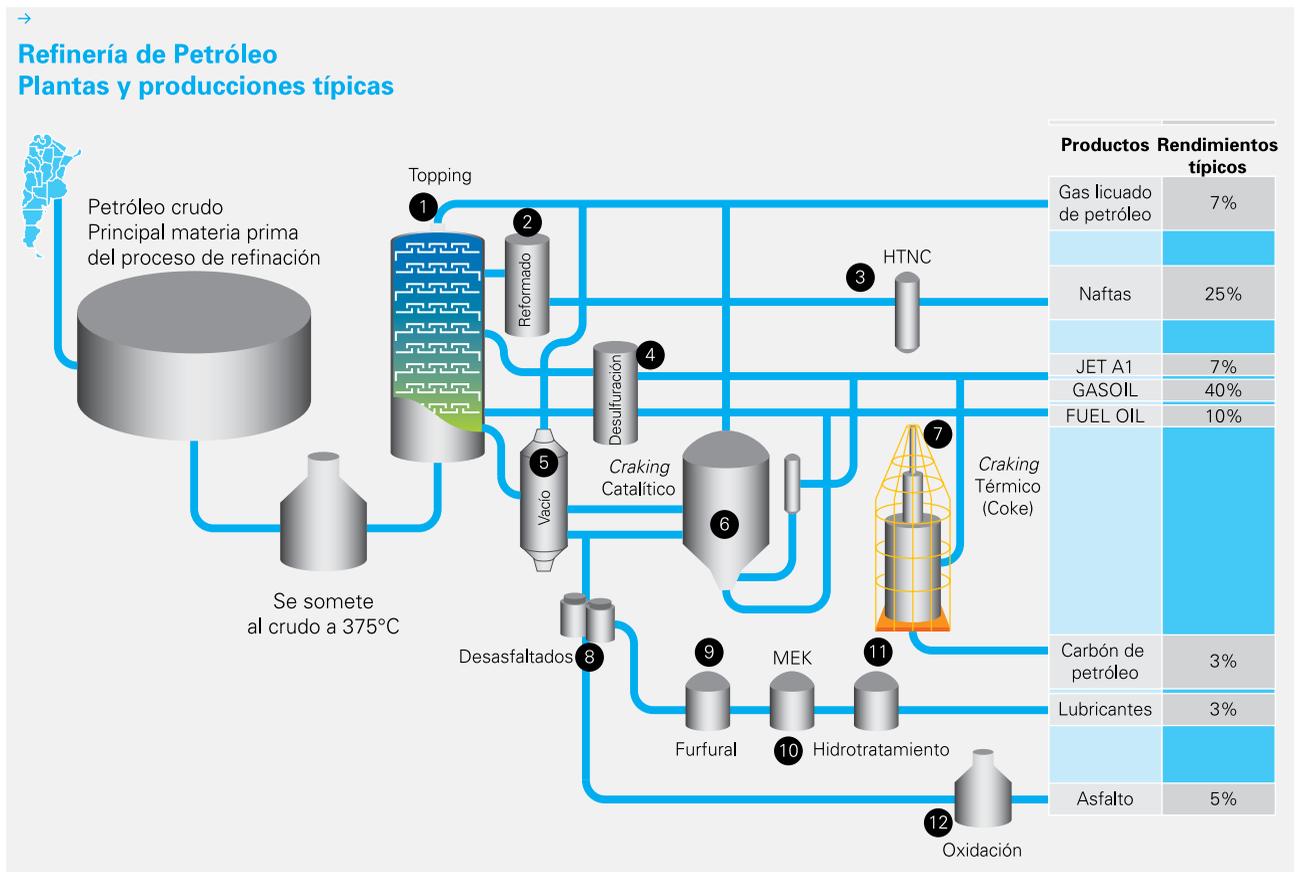
- Nafta liviana 20°C a 110°C (uso petroquímico o proceso de isomerización para elevar su octanaje).
- Nafta pesada hasta 160°C (carga al proceso de reformación para elevar su octanaje).
- Kerosene hasta 260°C (uso petroquímico o empleo como combustible para aviación).
- Gas oil uso liviano hasta 370°C (combustible para motores Diesel).
- Gas oil pesado hasta 390°C (carga al proceso de *cracking* catalítico).
- Reducido o fondo aproximadamente 400°C, según el tipo de crudo (carga al proceso de destilación al vacío).

La destilación fraccionada descripta corresponde a la denominada *destilación atmosférica* (también conocida como “topping”) por haber sido realizada a presión atmosférica, pero en el *crudo reducido* aún se encuentran hidrocarburos de gran valor, como las fracciones de aceites lubricantes. Es de destacar que una condición química de los hidrocarburos no permite llegar al punto de ebullición de aquellos que superan los 350°C, sin que se descompongan, se separen en componentes de menor número de átomos de carbono, es decir, sufran craqueo. A los efectos de poder destilar estas fracciones de más de 350°C de *punto de ebullición*, se debe recurrir a bajar el mencionado punto de ebullición por aplicación de vacío, presión inferior a la atmosférica, en torres similares a las atmosféricas, por medio de tecnologías apropiadas, dichas torres se denominan *torres de vacío* y la operación *destilación a vacío*.

La torre de vacío producirá cortes laterales, ya sea lubricantes o cargas para unidades de transformación, y un *fondo de vacío*, que podrá ser destinado a producir asfaltos o, según las necesidades,

transformado por craqueo intenso en materiales más livianos y carbón residual.

Si bien los aceites lubricantes constituyen una fuente de recursos económicos importante para las refinerías, el consumo en el mercado está limitado, aproximadamente 4 ó 5 litros de nafta por día contra 3 litros de aceite por año, lo cual obliga a convertir parte de esos cortes en combustibles; a esto le debemos sumar que no todos los crudos dan buenos lubricantes. Como se verá, la propiedad que se usará para convertir los *cortes pesados de vacío* en combustibles, será la ruptura molecular o craqueo.



- 1. Topping.** Este proceso de destilación a presión atmosférica obtiene cortes de hidrocarburos para ser refinados en otras unidades.
- 2. Reformado.** Aumento de valor octánico de naftas destiladas mediante el uso de un catalizador.
- 3. HTNC.** Tratamiento de naftas con hidrógeno.
- 4. Desulfuración.** Reduce el contenido de azufre.
- 5. Vacío.** Destilación secundaria de hidrocarburos a presión negativa.
- 6. Cracking Catalítico.** Cambio de la estructura molecular de los cortes por reacciones químicas en presencia de un catalizador (catalizador: agente inerte que promueve la realización de reacciones químicas deseables).
- 7. Cracking Térmico (Coke).** Acortamiento y modificación de la estructura de la cadena molecular de hidrocarburo por acción térmica.
- 8. Desasfaltado.** Se separan aceites pesados presentes en el residuo de la destilación mediante la extracción al vacío.
- 9. Furfural.** Separa compuestos aromáticos mediante extracción con furfural.
- 10. MEK.** Separa parafina mediante filtración en presencia de solventes (M.E.K.).
- 11. Hidrotratamiento.** Se refinan cortes de aceite mediante tratamiento con hidrógeno.
- 12. Oxidación.** Modifica propiedades físicas de los asfaltos mediante inyección de aire.

Los procesos descriptos no alteran la estructura molecular de los hidrocarburos y no dan origen a nuevos compuestos por lo que se denominan *conservativos*. Existen otros procesos basados en estas mismas propiedades y que juntamente con los anteriores pueden designarse genéricamente como “procesos de separación física”. Ellos incluyen:

- **Cristalización:** separación de acuerdo con el tamaño y el tipo de moléculas, tal como en los procesos de desparafinado por enfriamiento, combinado con filtrado o centrifugado.
- **Extracción por solventes:** separación de acuerdo con el tipo de moléculas, por ejemplo la separación de compuestos aromáticos, aprovechando las diferencias en el grado de **miscibilidad** con un tercer componente (solvente) que puede ser **furfural** para mejorar aceites lubricantes.
- **Adsorción:** separación de acuerdo con el tamaño o tipo de moléculas, haciendo uso de los diferentes grados de adhesión a materiales porosos (sistemas gas/sólido y líquido/sólido).
- **Absorción:** separación de acuerdo con el tamaño o tipo de las moléculas, utilizando los diferentes grados de solubilidad en un líquido, por ejemplo, gases livianos de los más pesados (sistemas gas/líquido).



Procesos de conversión química

Si el petróleo crudo fuese sometido solamente a procesos físicos, la proporción de los productos obtenidos estaría totalmente desajustada con las necesidades del mercado consumidor. Los procesos de *conversión* que involucran cambios en el tamaño y estructura molecular de los hidrocarburos constituyen una parte fundamental en las operaciones de una refinería moderna, pues posibilitan la conversión de productos que exceden las necesidades del consumo en otros cuya demanda es mayor. Esto ha sido logrado a lo largo de toda la línea de productos, y la punta de lanza ha sido la calidad y cantidad de las naftas para motores a combustión interna.

Craqueo térmico y catalítico

Mientras la destilación logra solamente la separación de los diversos hidrocarburos contenidos en el petróleo crudo, el craqueo cambia su forma química, es decir, produce un cambio molecular por medio de temperatura y presión.

Al comienzo de estos procesos sólo se utilizaba la acción de la temperatura (procesos térmicos), pero luego, al utilizarse un **catalizador**, fue posible una mayor flexibilidad, eficiencia y el uso de menores presiones y temperaturas.

Cada molécula que craquea, que se rompe, genera una molécula saturada en hidrógeno, parafínica y otra olefínica, no saturada. Esta característica de la reacción química, sumada a la obtención de gases como productos secundarios (las naftas son los primarios) da como resultado la obtención de olefinas livianas (etileno, propileno, etc.), base de la petroquímica. La temperatura de salida del horno puede alcanzar los 500 - 700°C, según el tipo de carga y proceso utilizado.

La introducción y posteriores avances del craqueo catalítico en los últimos 50 años ha resultado en un reemplazo del proceso térmico, especialmente en la obtención de naftas de alto **valor octánico**. Este proceso, diseñado en particular para convertir destilados en gas y nafta, se realiza sobre un catalizador que promueve la conversión sin sufrir ningún cambio químico.

La carga de alimentación previamente calentada entra en con-

→

La refinación en la Argentina: proceso y capacidades de elaboración

| Empresa | Refinería | Topping (bbl/día) | Vacio (bbl/día) | Coking (bbl/día) | Reductor de viscosidad (bbl/día) | Cracking térmico (bbl/día) | Cracking catalítico (bbl/día) | Reforming catalítico (bbl/día) | Hydrocracking catalítico (bbl/día) | Hidrotratamiento (bbl/día) |
|--------------|--------------------------------|----------------------|--------------------|---------------------|--|----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|--|-------------------------------|
| DAPSA | Dock Sud | 4.000 | 1.000 | | | | | | | |
| ESSO | Campana | 84.500 | 48.000 | 24.000 | | | 26.000 | 11.000 | | 31.500 |
| PESA | Ricardo Elicabe (Bahía Blanca) | 28.975 | 11.875 | | 3.420 | | 7.110 | 5.400 | | 7.920 |
| | Complejo San Lorenzo | 37.600 | 16.100 | | 12.500 | 3.500 | | | | |
| REFINOR | REFINOR - Campo Durán | 32.000 | | | | | | | | |
| REPSOL YPF | La Plata | 189.000 | 67.000 | 40.000 | | | 68.000 | 12.000 | | 56.700 |
| | Luján de Cuyo | 120.000 | 65.000 | 40.000 | | | 41.500 | 9.500 | 21.000 | 27.600 |
| | Plaza Huincul | 25.000 | | | | | | 3.000 | | 3.000 |
| SHELL | Dock Sud | 110.000 | 38.500 | 6.500 | 18.900 | | 26.000 | 17.900 | | 25.700 |
| Total | | 631.075 | 247.475 | 110.500 | 34.820 | 3.500 | 168.610 | 58.800 | 21.000 | 152.420 |

Fuente: *Oil & Gas Journal* / Dec. 22. 2003

tacto con el catalizador, también caliente, y produce la formación de vapores que juntamente con el catalizador son conducidos al reactor. El contacto *catalizador - carga vaporizada* produce la reacción de craqueo generando además carbón que se deposita en el catalizador; posteriormente se separan y, mientras los vapores pasan a las columnas de fraccionamiento, el catalizador se deposita en el fondo de donde es transferido al **regenerador** para su tratamiento por quemado del carbón contaminante y manteniendo el equilibrio térmico para un nuevo ciclo.

La torre fraccionadora separa los productos livianos como los gases producidos y la nafta, esta última de alto valor octánico, y **cortes** laterales de gas oil liviano y pesado, mientras que el producto del fondo, que todavía contiene algo del catalizador, es enviado al reactor para ser incorporado a cargas a la unidad.

→

Las 20 refinерías más grandes del mundo

| País | Refinería | Capacidad de refinación (barriles/día de petróleo crudo) |
|----------------|---|---|
| Venezuela | Paraguana Refining Center | 940.000 |
| Corea del Sur | SK Corp, Ulsan | 817.000 |
| India | Reliance Industries Ltd., Jamnagar | 660.000 |
| Corea del Sur | LG-Caltex, Yosu | 650.000 |
| Singapur | Exxon Mobil, Jurong | 605.000 |
| Estados Unidos | Exxon Mobil, Baytown, Tex. | 563.000 |
| Arabia Saudita | Saudi Aramco, Ras Tanura | 550.000 |
| Taiwan | Formosa Petrochemical Co, Mailiao | 520.000 |
| Corea del Sur | S-Oil Corp, Onsan | 503.000 |
| Estados Unidos | Exxon Mobil, Baton Rouge, L.A. | 503.000 |
| Estados Unidos | Hovensa LLC, Virgin Island | 500.000 |
| Singapur | Shell, Pulau Bukom | 458.000 |
| Estados Unidos | BP PLC, Tex. | 446.000 |
| Kuwait | Kuwait Nat. Petr.Co., Mina Al-Ahmadi | 442.700 |
| Rusia | OAQ Yukos, Angarshk | 440.700 |
| Estados Unidos | Citgo Petroleum Corp., Lake Charles, L.A. | 440.000 |
| Holanda | Shell, Pernis | 406.000 |
| China | Sinopec, Zhenhai | 403.000 |
| Arabia Saudita | Saudi Aramco, Rabigh | 400.000 |
| Arabia Saudita | Saudi Aramco-Mobil, Yanbu | 400.000 |

Fuente: *Oil & Gas Journal* / 2006

Procesos de reconstrucción

Con estos procesos se busca aumentar la producción de naftas sobre la base de los gases producidos en reacciones secundarias, reconstruyendo las moléculas de tal forma de obtener hidrocarburos de siete u ocho átomos de carbono a partir de carbonos tres y cuatro.

Con la **polimerización**, las fracciones livianas, que son básicamente propilenos y butilenos reaccionan en presencia de un catalizador a base de ácido fosfórico para convertirse en naftas de buen número de octanos.

La **alquilación** hace reaccionar el isobutano con butilenos en presencia de ácido sulfúrico o fluorhídrico, que actúan como catalizadores de la reacción, para producir cortes de nafta de alto octanaje. Estos cortes son excelentes para su utilización en la elaboración de naftas por su óptimo comportamiento en el motor. La contaminación ambiental que producen las unidades con ácido sulfúrico, ha hecho que se restringiera su uso, fabricándose principalmente las que utilizan ácido fluorhídrico.

Procesos de reformación

La función de la **reformación** (*Reforming*) es mejorar el octanaje de la *nafta pesada* del “topping”, o nafta virgen, por reacción sobre un catalizador a base de platino. El proceso modifica la estructura molecular, reforma los hidrocarburos involucrados, sin cambiar el número de átomos de carbono, convirtiéndolos en componentes de alto octanaje. Es también la principal fuente de obtención de aromáticos en la industria petroquímica. El proceso produce hidrógeno, elemento muy valioso para su utilización en procesos de hidrogenación.

Proceso de hidrogenación

El azufre es el contaminante más severo de todos los cortes de hidrocarburos que produce una refinería. Su eliminación es esencial para la preservación del entorno y para evitar corrosión en los equipos de la propia refinería. El proceso más efectivo para lograrlo se conoce como *hidrotratamiento o hidrogenación* y consiste en hacer reaccionar el corte a tratar con hidrógeno en presencia de un catalizador a base de cobalto y molibdeno (o níquel y molibde-

no) y alta presión. El azufre se separa como sulfuro de hidrógeno gaseoso y puede ser posteriormente utilizado como carga en los procesos de recuperación de azufre.

La hidrogenación posibilita también saturar con hidrógeno las moléculas insaturadas producidas en las diferentes reacciones de craqueo, con lo cual se logra mejorar la estabilidad química de los cortes tratados ya que las olefinas son químicamente inestables y forman gomas o suciedades durante su almacenaje.

La unidad de coque

El residuo pesado de destilación al vacío es un corte de escaso valor económico si no es apto para asfaltos o se sobrepasa la capacidad de mercado del mismo. La clave para obtener máximo retorno en una refinería es convertir ese “**fondo de barril**” en productos más livianos, lo que se logra por craqueo térmico o **coking** (coque) en una cámara a unos 450°C.

El proceso produce gases, nafta, diesel, gas oil pesado y coque (carbón). La mayor parte de los productos alimentan otros procesos. El coque se vende como tal o se usa para procesos de calcina-



ción para obtener electrodos; el gas oil pesado alimenta el **cracking catalítico**, la nafta al *reforming* y el diesel oil al *hidrotratamiento* para transformarlo en gas oil de alta calidad.

Las refinerías que no poseen unidades de coque suelen contar con una unidad de *reducción de viscosidad* con el objeto de ahorrar el consumo de cortes más valiosos que deberían agregarse al residuo pesado para ajustar su viscosidad antes de destinarse a fuel oil. La alimentación, al igual que en el *coking*, es un residuo de vacío y esencialmente produce un residuo de menor viscosidad, gases y nafta de bajo valor, en un proceso de *cracking* térmico controlado para que no produzca carbón.

El proceso de hidrocraqueo

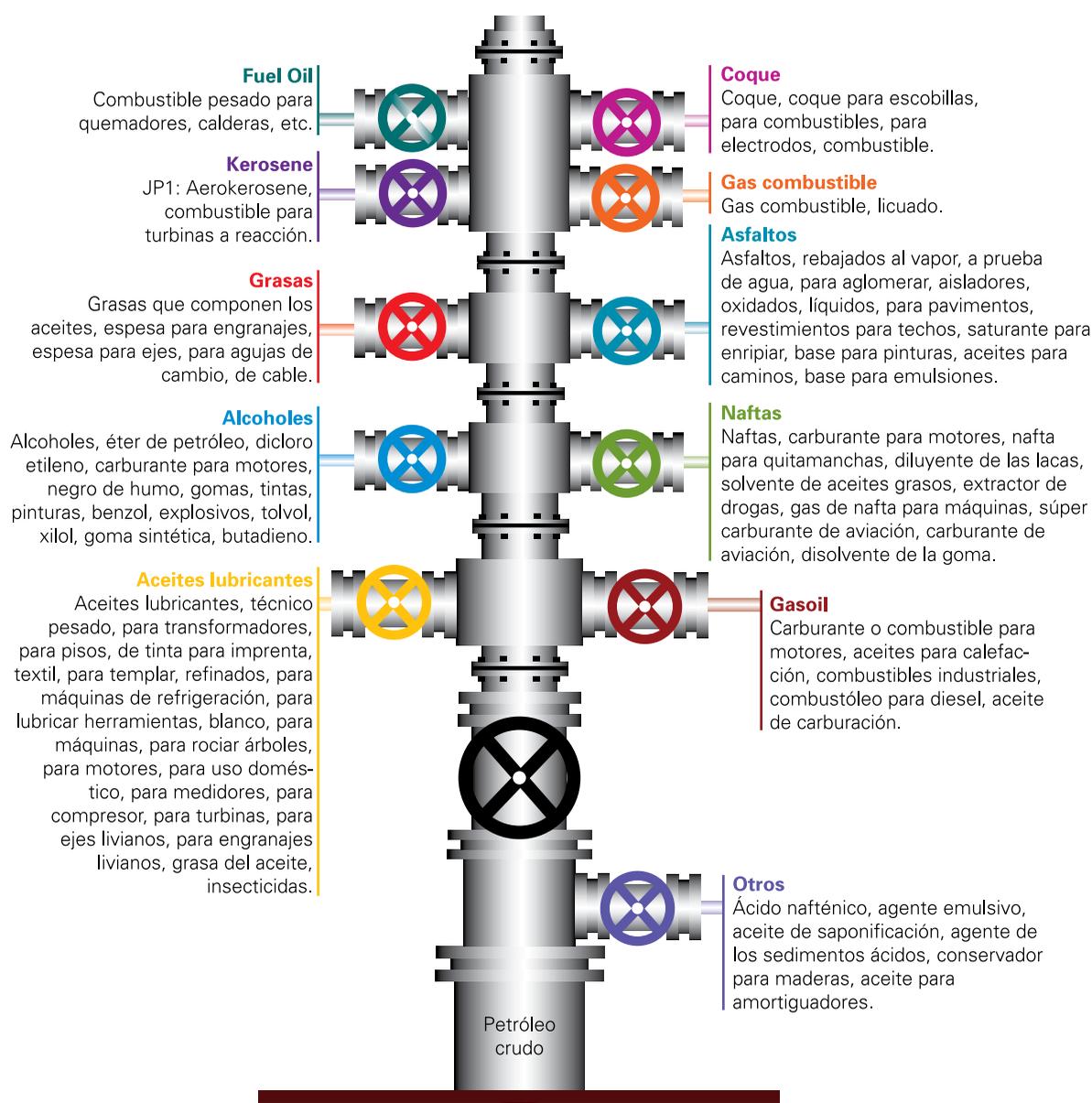
Por medio del proceso catalítico de **hydrocracking** los hidrocarburos de alto punto de ebullición se convierten en fracciones livianas fuertemente revalorizadas. El hidrógeno aumenta la actividad catalítica y permite trabajar a menor temperatura, de manera más selectiva; los productos de reacción son saturados y predominan cadenas ramificadas. Puede considerarse como un *cracking* catalítico al que se le ha superpuesto una hidrogenación.



Obtención de lubricantes

Según la naturaleza del crudo, el crudo reducido atmosférico puede ser sometido a posterior tratamiento para obtener bases lubricantes. Los procesos involucrados consisten en la mencionada destilación al vacío, que produce los cortes esenciales.

→ Principales derivados del petróleo



→

Análisis de un gas natural típico

| Componente hidrocarburo | | % en volumen |
|----------------------------|--------------------------------|--------------|
| Metano | CH ₄ | 90,12 |
| Etano | C ₂ H ₆ | 4,03 |
| Propano | C ₃ H ₈ | 1,52 |
| n-Butano | C ₄ H ₁₀ | 0,73 |
| iso-Butano | C ₄ H ₁₀ | 0,36 |
| Pentano | C ₅ H ₁₂ | 0,50 |
| Hexano | C ₆ H ₁₄ | 0,16 |
| Heptano y más pesados | C ₇ H ₁₆ | 0,25 |
| Componente No hidrocarburo | | % en volumen |
| Anhídrido Carbónico | CO ₂ | 0,60 |
| Nitrógeno | N ₂ | 1,73 |

Estos cortes son posteriormente *desaromatizados*, *desparafinados* e *hidrogenados*, utilizando procesos de cristalización, extracción por solventes e hidrogenación.

El fondo de vacío se envía a una unidad de desasfaltado para producir otro corte valioso, el *bright-stock* (lubricante de alto peso molecular) y un asfalto duro. El *bright-stock* es refinado de la misma manera que el resto de los cortes base. El desasfaltado con propano es un proceso de separación por solvente, donde el propano líquido resulta el solvente del aceite de alto punto de ebullición (que no puede separarse por destilación sin craqueo) y el asfalto duro que se segrega por ser insoluble en el solvente.

Los aceites bases mezclados en proporciones adecuadas y convenientemente aditivados, constituyen los lubricantes finales. Las parafinas y asfaltos son reacondicionados para su comercialización y tienen un buen valor económico.

Los procesos antes descritos se combinan típicamente como se muestra en el diagrama de la figura. Según que una refinería cuente con todos o algunos de estos procesos, mayor o menor será el valor que agregue al crudo. La complejidad estará relacionada las exigencias del mercado, encontrando refinerías que cuentan con todos los procesos, hasta las más sencillas con sólo *topping* y *reforming*.

En general, todos los productos que entrega una refinería, se producen por mezclado o “*blending*” de cortes de diferentes calidades en forma tal de alcanzar las especificaciones de los productos finales al menor costo posible.

La capacidad de una refinería se determina por la cantidad de petróleo procesado en sus unidades de “*topping*”, mientras su eficiencia, por la transformación o *conversión*, determinada por sus procesos de *ruptura molecular*, *reformación* y *reconstrucción de hidrocarburos*, en definitiva por cómo disminuyen el *fondo del barril*.

Tratamiento del gas

Los gases usados como combustibles domésticos o industriales pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Gas natural
- Gas licuado
- Gas de refinería

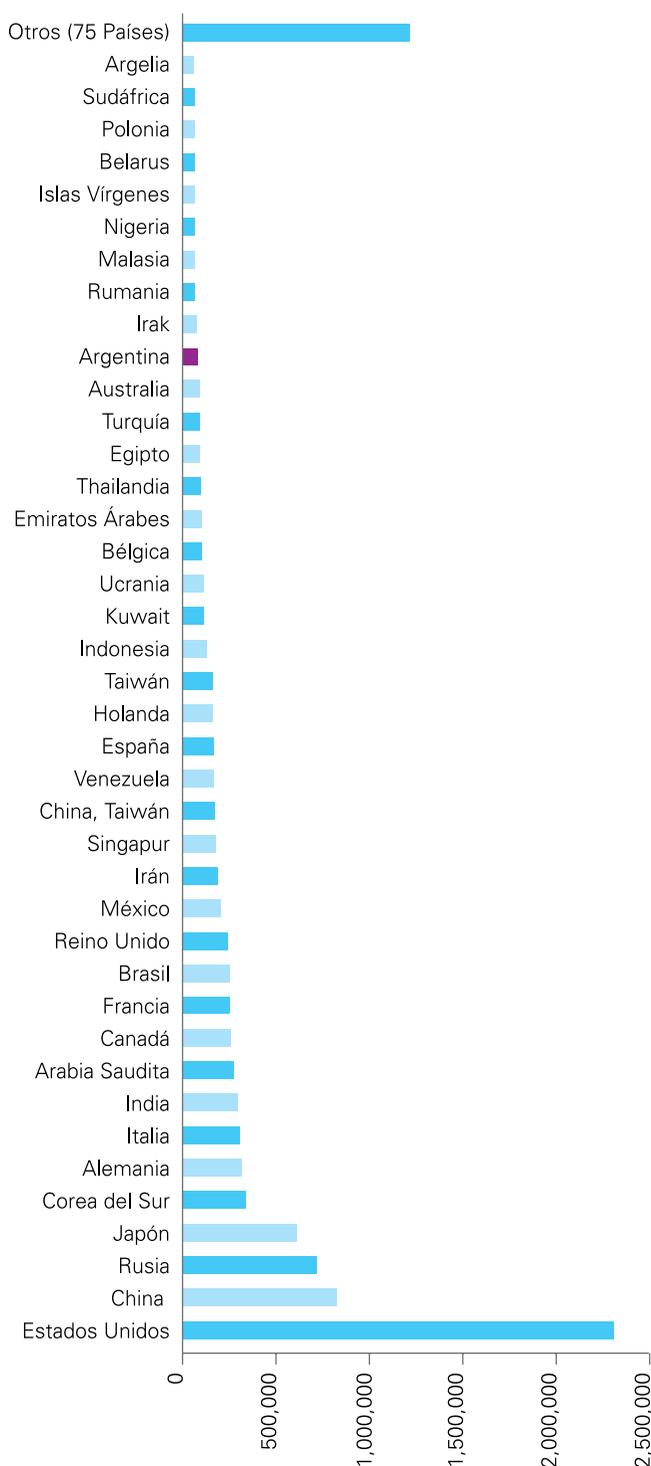
Como *gas natural* se conoce la mezcla de los hidrocarburos

→ **Capacidad de refinación en el mundo (2007)**

| País | UNIDAD: m ³ /día de petróleo crudo | % sobre el total mundo |
|-------------------|---|------------------------|
| Estados Unidos | 2.774.111 | 20,48 |
| China | 993.114 | 7,33 |
| Rusia | 863.211 | 6,37 |
| Japón | 739.461 | 5,46 |
| Corea del Sur | 409.664 | 3,01 |
| Alemania | 384.303 | 2,84 |
| Italia | 371.620 | 2,74 |
| India | 358.485 | 2,65 |
| Arabia Saudita | 330.720 | 2,43 |
| Canadá | 313.143 | 2,31 |
| Francia | 307.156 | 2,26 |
| Brasil | 303.416 | 2,24 |
| Reino Unido | 295.263 | 2,18 |
| México | 244.860 | 1,81 |
| Irán | 230.709 | 1,67 |
| Singapur | 212.519 | 1,57 |
| China, Taiwan | 205.110 | 1,51 |
| Venezuela | 203.854 | 1,49 |
| España | 203.043 | 1,48 |
| Holanda | 195.173 | 1,44 |
| Taiwán | 193.980 | 1,43 |
| Indonesia | 157.846 | 1,16 |
| Kuwait | 141.383 | 1,04 |
| Ucrania | 139.882 | 1,03 |
| Bélgica | 126.823 | 0,94 |
| Emiratos Árabes | 124.219 | 0,92 |
| Thailandia | 115.927 | 0,86 |
| Egipto | 115.474 | 0,85 |
| Turquía | 113.570 | 0,84 |
| Australia | 112.513 | 0,83 |
| Argentina | 99.546 | 0,73 |
| Irak | 95.003 | 0,69 |
| Rumania | 82.131 | 0,62 |
| Malasia | 81.853 | 0,61 |
| Nigeria | 80.295 | 0,59 |
| Islas Vírgenes | 79.500 | 0,59 |
| Belarus | 78.387 | 0,58 |
| Polonia | 78.250 | 0,57 |
| Sudáfrica | 77.115 | 0,56 |
| Argelia | 71.550 | 0,52 |
| Otros (75 países) | 1.459.744 | 10,77 |
| Total mundial | 13.564.061 | 100 |

Fuente: Elaborado por el IAPG en base a datos publicados por Oil & Gas Journal y BP Statistical Review of World Energy

→ **Capacidad de refinación en el mundo m³/día de petróleo crudo**



gaseosos cuya mayor proporción corresponde al metano; este contenido oscila en una proporción del 80 al 95%. El porcentual restante está constituido por hidrocarburos de orden superior. Podrá también contener vapor de agua en proporciones variables de saturación, anhídrido carbónico, nitrógeno, hidrógeno sulfurado, etc.

El gas natural proviene de yacimientos subterráneos de gas o de petróleo y gas, de ahí su denominación de asociado o libre, según se encuentre o no junto con el petróleo. Así como el petróleo crudo es procesado en las refinerías, el gas natural debe ser tratado en plantas ubicadas en los yacimientos dado que, posteriormente a su extracción, deberá ser sometido a procesos de deshidratación y/o extracción de gasolina. La eliminación de componentes más pesados (pentanos, hexanos, etc.) está vinculada a que pueden mantenerse líquidos a temperatura ambiente y provocar taponamientos de cañerías en los sistemas de transporte.

Como ya se mencionó, el denominado *gas de refinería*, equivalente al gas natural por su contenido de metano, es consumido por las propias refinerías, sin ingresar a las líneas de gas natural.

Como GLP, gases licuados de petróleo, se conoce a los combustibles formados por propano y butano, los cuales se encuentran en estado líquido por aplicación de presión. El gas licuado es obtenido en las plantas separadoras de gas natural, pero también es un derivado de la refinación dado que se obtiene en las unidades de transformación de las refinerías. Los gases como el propano y el butano son almacenables en estado líquido a presiones moderadas. No ocurre lo mismo con el metano que requiere temperaturas muy por debajo de 0°C para pasar al estado líquido, recurriéndose luego a los gasoductos para transportarlo como gas.

En las instalaciones de Loma La Lata, Neuquén, la Compañía MEGA, instaló una unidad de enfriamiento y compresión para separar el gas natural como gas y el etano, propano, butano y gasolina como líquidos, los cuales son transportados a Bahía Blanca por un conducto de 600 km de largo. En la mencionada ciudad se encuentran otras unidades de proceso de la misma empresa, que separa los componentes de tal forma de proveer a la petroquímica del etano y exportar los gases licuados y la gasolina.



13

→

Petroquímica

13 | Petroquímica

Más del 90% de los productos y objetos que rodean al hombre son artificiales y, además, tienen un solo y único origen: provienen de las materias primas proporcionadas por el petróleo o el gas natural, o, lo que es lo mismo, de los subproductos que se obtienen de las plantas separadoras de gas y las refinerías de petróleo. Los productos petroquímicos, inexistentes hasta no hace mucho tiempo, han inundado el panorama cotidiano.

La petroquímica, vocablo que empieza a circular a fines de la década del 30, es responsable del 10% del PBI de los países industrializados. Desde su nacimiento a comienzos del 20 hasta su madurez a mediados del 70, fue el sector industrial que creció con mayor velocidad.

Antes de la revolución industrial, el hombre obtenía productos químicos y materiales de dos fuentes fundamentales: por un lado, de la biomasa extraía esencias y colorantes, aceites, grasas, etc.; y a partir de los minerales producía hierro, acero, bronce, vidrio, cerámicos, sales, **álcalis** y pigmentos.

El carbón fue el motor energético de la revolución industrial al producir el vapor que habría de mover motores, máquinas y locomotoras. También el carbón mineral habría de ser la fuente de numerosos productos químicos (que luego serían importantes petroquímicos, como colorantes, explosivos, combustibles y plásticos) que hicieron de Alemania la primera potencia industrial química del siglo XIX. Este panorama se mantuvo hasta bien entrado el siglo XX cuando, por razones de costos, accesibilidad a materias y versatilidad, la ruta petroquímica desplazó a la carboquímica de la mano de los Estados Unidos de América. La Segunda Guerra Mundial marca la línea divisoria entre la carboquímica y la petroquímica: hubo un cambio de materias primas base con reducción de costos: el petróleo y el gas natural reemplazaron al carbón.



Etileno, benceno y propileno fueron los bloques fundacionales de la petroquímica moderna. Los dos primeros estaban presentes en los gases de **coquería**: esto originó que la química del propileno viniera después.

Con las consideradas “raíces” del “árbol petroquímico” (o subproductos o materias primas) que se obtienen de las plantas separadoras de gas y las refinerías de petróleo, llega el momento o “el punto de partida para agregar valor a los hidrocarburos”.

La nafta virgen y el GLP por su condición de líquidos de fácil transporte, tienen consumos petroquímicos significativos, además de sus usos como combustibles.

En cuanto al aprovechamiento de cada materia prima, ésta varía según el país o la región, de acuerdo con su disponibilidad y viabilidad económica de empleo. El etano y el GLP son las materias primas preferidas en aquellos países que disponen de gas natural, mientras que los países que son deficitarios en hidrocarburos recurren a la nafta –de producción propia y/o de importación– como insumo principal para la producción de etileno.

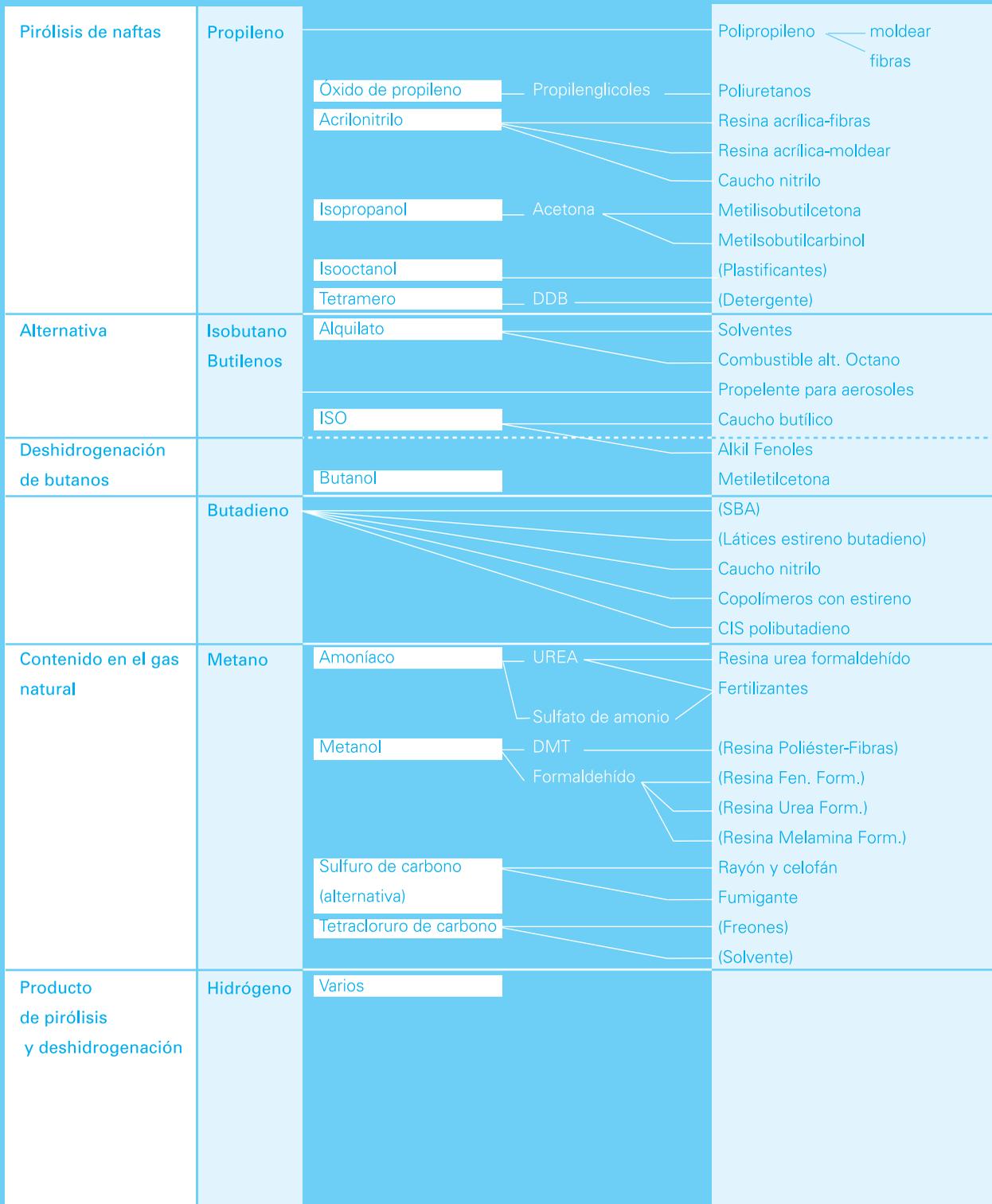
Los productos químicos elaborados a partir del petróleo son, a grandes rasgos –se adelantaron algunos conceptos en el Capítulo 1–, solventes, detergentes, productos químicos industriales, productos



→
Derivados de la petroquímica

| | | | | |
|--|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Reforming catalítico o pirólisis de naftas | Benceno | Ciclohexano-ol-ona | Caprolactama | Nylon 6 |
| | | | Ácido atípico | Nylon 56 |
| | | | HMD | |
| | | Fenol | | Alkil Fenoles |
| | | | | Pentaclorofenol |
| | | | | Res. Fen. Form. y Epoxi |
| | | | | 24D |
| | | | | Bisfenol A |
| | | Anhídrido Maleico | | Resinas Poliéster-Moldear |
| | | | | Resinas Alquídicas |
| | | | | Ácido Fumárico |
| | | | | Ácido Málico |
| | | Etilbenceno | Estireno | SBR |
| | | | | Latices Estireno Butadieno |
| | | Poliestireno 6P y HI | | |
| | | SAN | | |
| | | ABS | | |
| | | (Resinas poliéster-moldear) | | |
| | Monoclorobenceno | DDT | | |
| | o y p diclorobenceno | Solvente y matapolilla | | |
| | Hexaclorobenceno | Fungicida | | |
| | Hexaclorociclohexano | Insecticida | | |
| | Dodecilbenceno | Detergente | | |
| | Anilina | Colorantes y aux. p/caucho | | |
| | | Solvente | | |
| Tolueno | Cloruro de benzilo | | Plastificante | |
| | | | TNT | |
| | | | Solvente | |
| | | | Poliuretanos | |
| Xilenos | O-xileno | Anhídrido ftálico | Plastificantes | |
| | | | (Resinas Alquídicas) | |
| | P-xileno-ácido tereftálico | DMT | Solvente | |
| | | | Resinas Poliéster- Fibras | |
| Aromáticos pesados | | | Solventes | |
| Alternativa: Pirólisis de etano o propano | Etileno | | | Polietileno B.D. |
| | | | | Polietileno A.D. |
| | | Cloruro de etilo | | T.E.L. |
| | | Dicloroetano | Cloruro de vinilo | PVC |
| | | | Etilenglicoles | (Resinas poliéster-fibras) |
| | | Óxido de etileno | Etanolaminas | Tensioactivos |
| | | Acetaldehído | Ácido acético | varios |
| | | | | Pentaeritriol |
| | | | | (Plastificantes) |
| | | | 2 Etil Hexanol | Acetato de celulosa |
| | | | Anhídrido Acético | PVA |
| | | | Vam | (derivados) |
| | | Etilbenceno | (Estireno) | Solventes |
| | | | Percloroetileno | |
| | Tricloroetileno | | | |
| | Tetracloruro de carbono | Freones | | |
| | EPT, EPD | | Productos | |

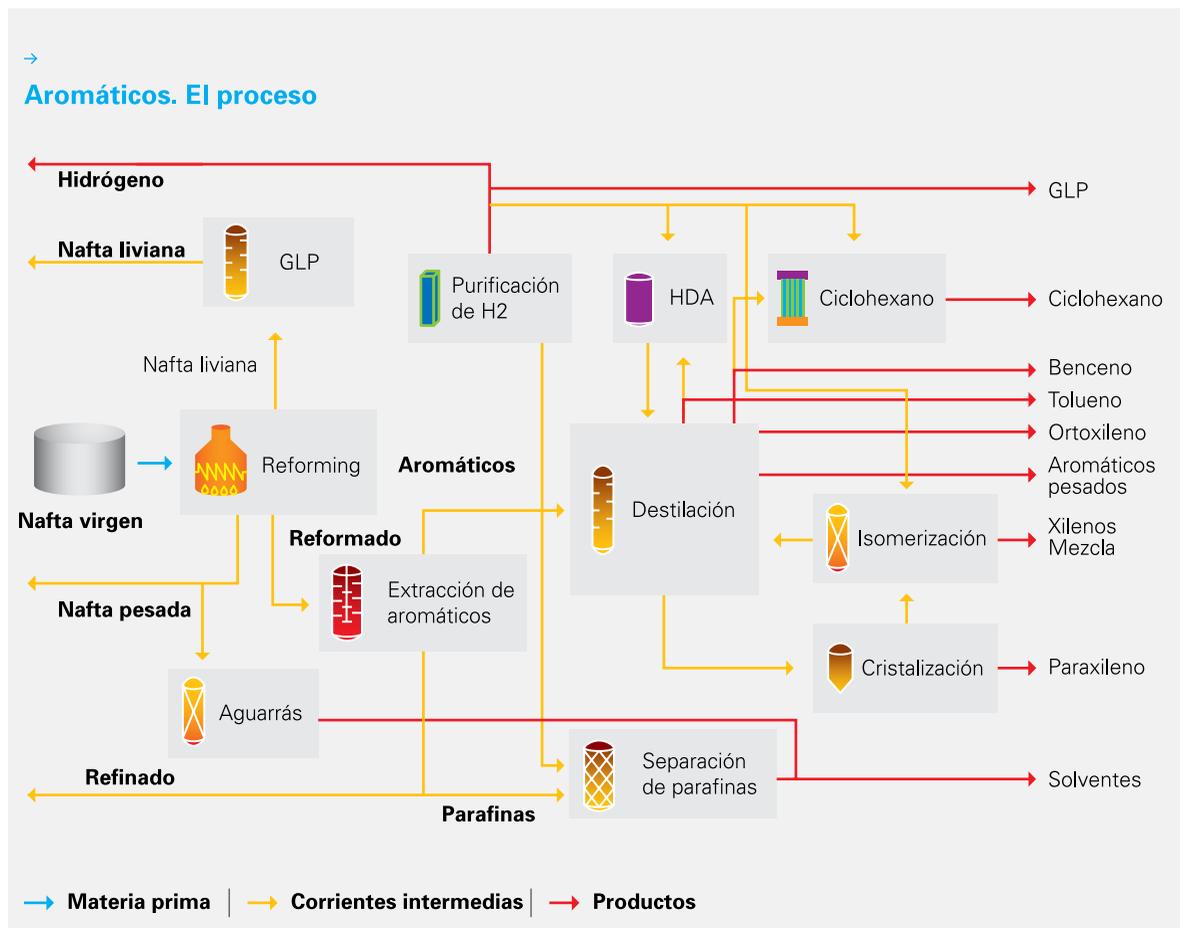
→



químicos agropecuarios, pinturas, adhesivos, plásticos, cauchos sintéticos, fibras sintéticas, fármacos. Para llegar a estos productos se requieren varias etapas de síntesis químicas.

Los plásticos, por ejemplo, pueden ser moldeados a máquina en forma rápida y económica. Por ese medio surgen en forma de tuberías materiales para usos eléctricos, envases, juguetes, botellas, materiales aislantes, engranajes, materiales de construcción y centenares de otros productos de gran utilidad. Sólo es necesario encontrar el plástico adecuado para cada uso. Las fibras sintéticas tales como el nylon se utilizan para la confección de hilados y tejidos. Otros plásticos (resinas) se utilizan para elaborar pinturas y potentes adhesivos.

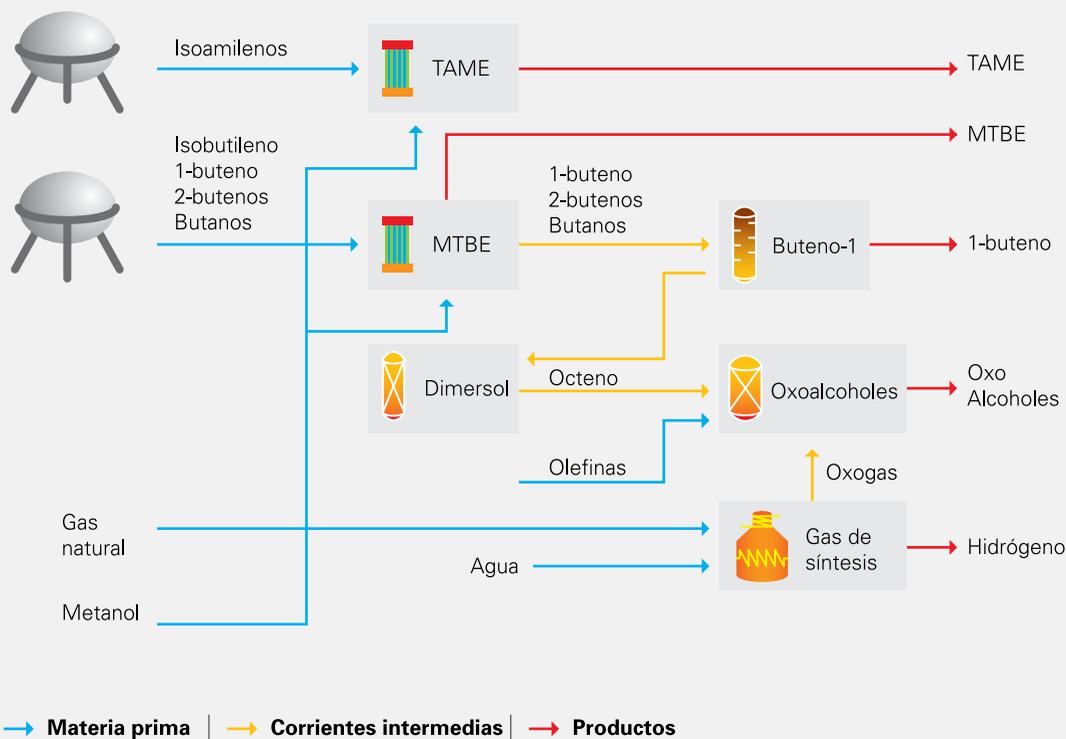
No sólo en el motor y el tanque de combustible de un automóvil se encuentran sustancias derivadas del petróleo o del gas. Prácticamente en todos los aspectos de la vida moderna se encuentran productos derivados del petróleo.





ticamente cada componente que no sea derivado de metal, vidrio o agua es un derivado de los hidrocarburos: la nafta, lubricantes, GNC, anticongelantes, refrigeración, pintura, tablero, tapizado interior, asientos, caucho de las gomas, parabrisas laminados, etc.

→
Olefinas. El proceso





14



Comercialización

14 | Comercialización

Con la comercialización y distribución de los derivados del petróleo y del gas, o la llegada al usuario, termina la cadena industrial iniciada tanto tiempo antes desde la exploración y ubicación de las reservas de los hidrocarburos. Concluye así el segundo sector de sus actividades, el *downstream*, abarcador de las etapas de refinación, petroquímica y sucesivas síntesis, comercialización, distribución y servicios al cliente.

Ya se ha comenzado a ver la enorme importancia del petróleo y del gas en la vida contemporánea en la introducción general a la industria (Capítulo 1) y en las someras referencias en Refinación y Petroquímica (Capítulos 12 y 13). Puede entonces ya suponerse la importancia de la comercialización de los hidrocarburos y sus derivados, y su poderosa incidencia en el mercado nacional e internacional.



Flujos del mercado internacional

Desde Medio Oriente partieron 1.150 millones de m³ de petróleo en 2007 y allí está concentrado el 32% de las reservas mundiales. Dicha área constituye actualmente el reservorio de petróleo más importante del mundo, con un volumen de reservas de 130.00 millones de toneladas 2007.

El avance de la tecnología de licuefacción del gas ha permitido que este hidrocarburo, anteriormente confinado a regiones lindantes con los yacimientos, tenga un creciente comercio global bajo la forma de gas natural licuado (GNL). En 2007 se comercializaron como GNL 226.000 millones de m³. Los principales exportadores fueron en orden decreciente: Qatar, Malisia, Indonesia, Algeria, Nigeria, Australia, Trinidad y Tobago y Egipto.

La Argentina y el Mercosur

El comercio de los hidrocarburos, en todas sus áreas industriales, se incrementó con la llegada del acuerdo del Mercosur. El desarrollo e intercambio energético entre los países que lo constituyen se beneficiaron progresivamente. Asimismo la construcción de redes de gasoductos, oleoductos y electroductos brinda la posibilidad de interconectar mercados anteriormente aislados.

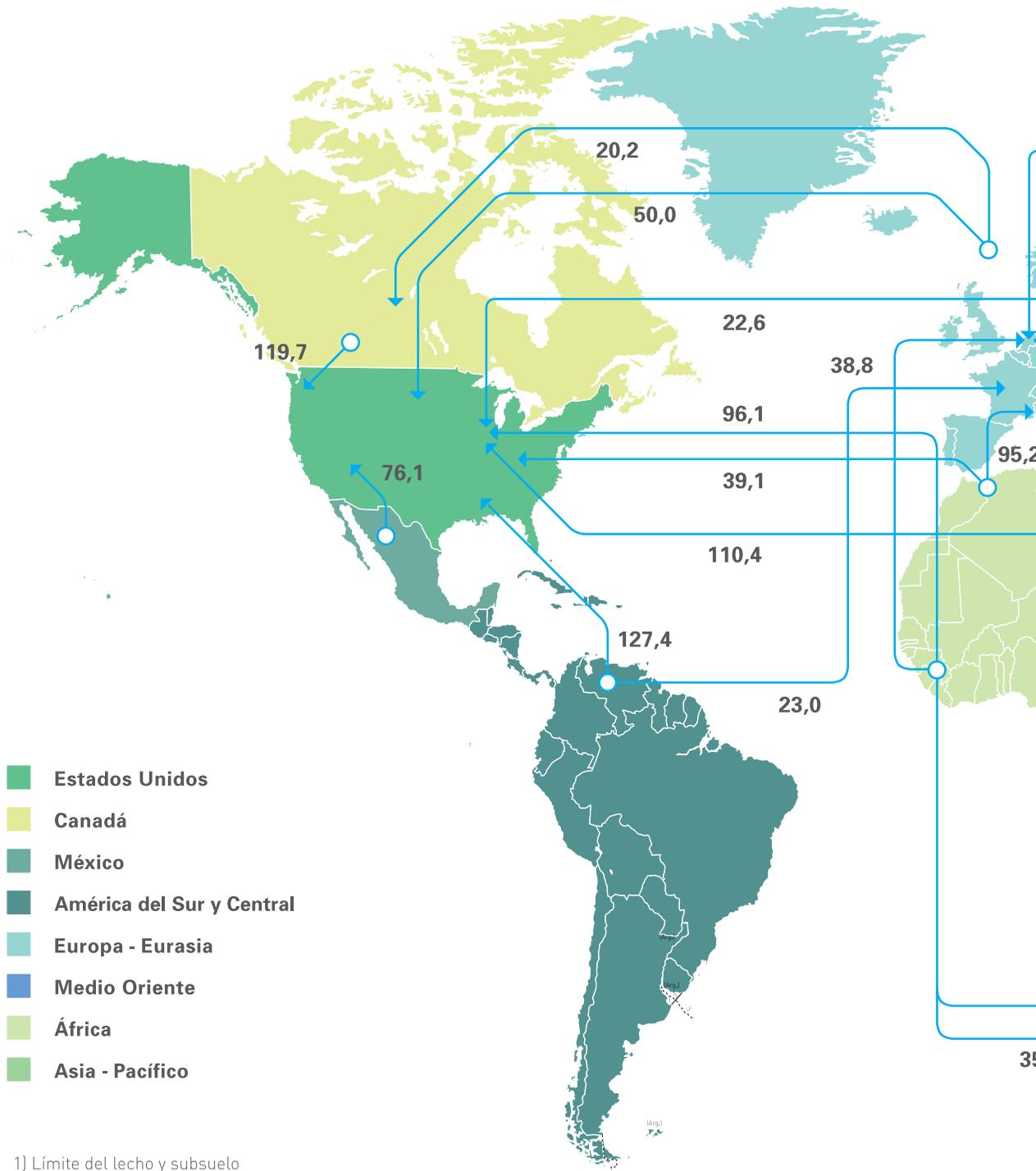
Las posibilidades que brinda el desarrollo de integración energética del Mercosur son todavía sustanciales, ya que existen grandes complementariedades entre los diversos países de la Región, tanto en relación con su dotación de recursos naturales como con sus demandas y capacidades tecnológicas.

El gas es un actor importante de esta red comercial. La extensión de gasoductos a lo largo de todos los territorios y la construcción de infraestructura adecuada ha sido un significativo emprendimiento para el aire limpio en las grandes ciudades: motores a GNC, por el empleo del gas natural comprimido en el transporte, y del gas natural licuado o GNL para naciones ubicadas a gran distancia de las concentraciones gasíferas.

Estas características de “combustible limpio” hacen que la penetración del gas en el mercado global de energía en competencia con el petróleo, carbón y las otras formas de energía pueda avanzar para llegar a cubrir en 2030 el 34% del mercado global de energía (según el Departamento de Energía de EE.UU.), por lo que se hace evidente la necesidad de tender complejas redes de transporte.

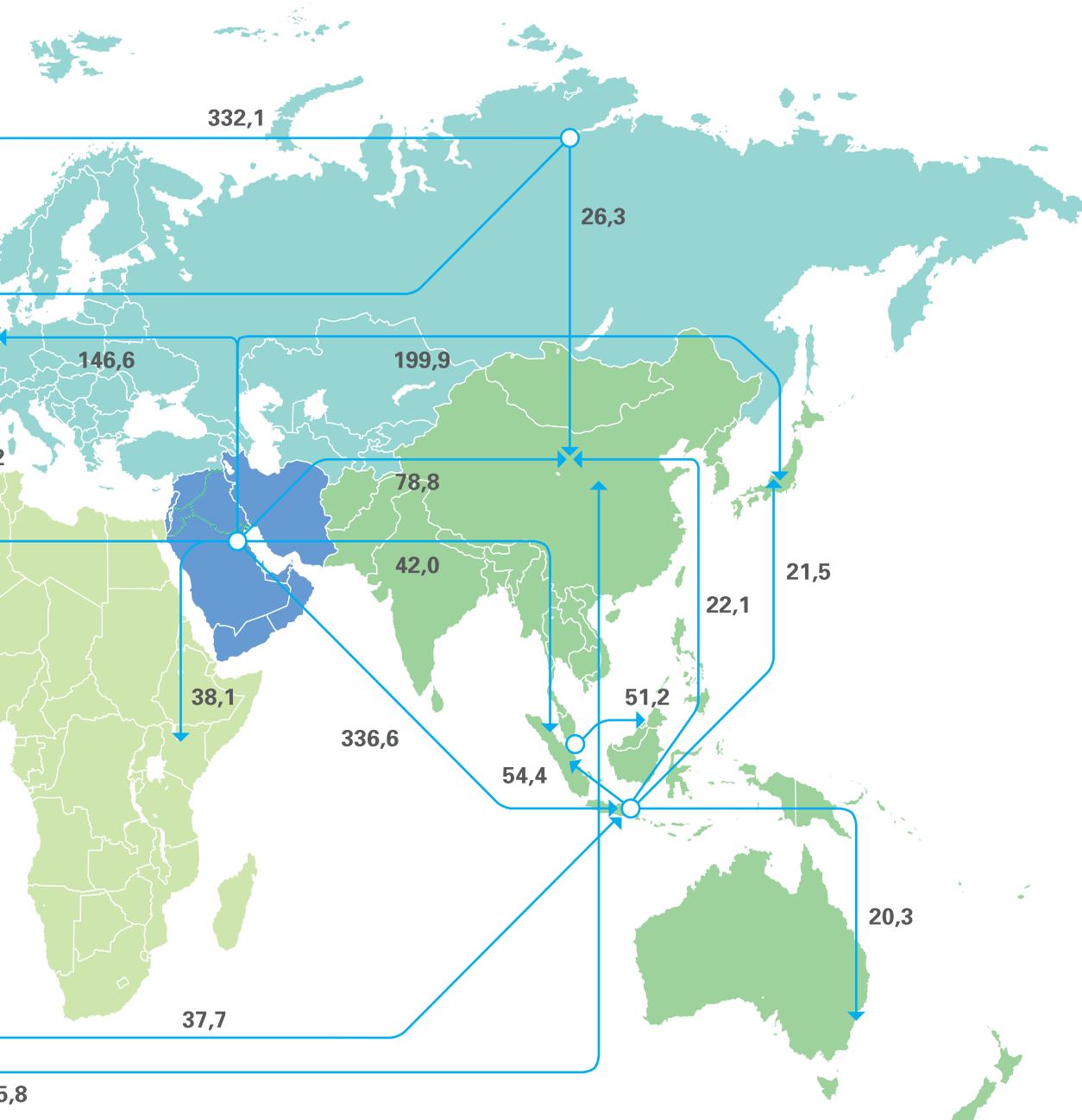
El panorama energético de la región está conformado por la República Argentina, exportadora e importadora de líquidos, gas y electricidad, por Bolivia, con sus exportaciones de gas a la Argentina y Brasil, y por el resto de los países, deficitarios en gas. Brasil ha alcanzado el autoabastecimiento en materia petrolífera,

→
El petróleo en el mundo (2007)
Comercio mundial en millones de toneladas



1) Límite del lecho y subsuelo
 2) Límite exterior del Río de la Plata
 3) Límite lateral marítimo Argentino-Uruguayo

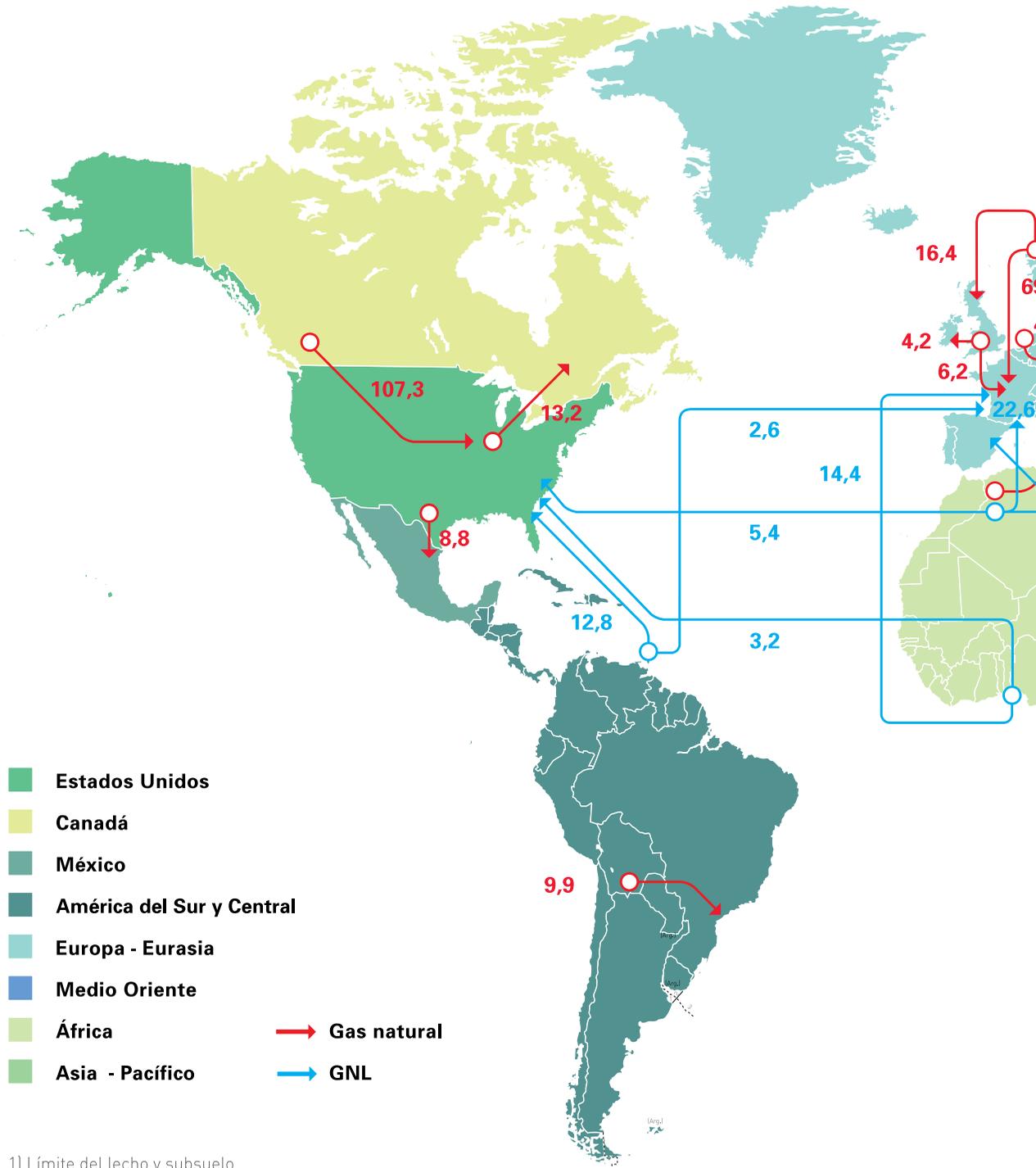
Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, BP p.l.c. Junio 2008





El gas en el mundo (2007)

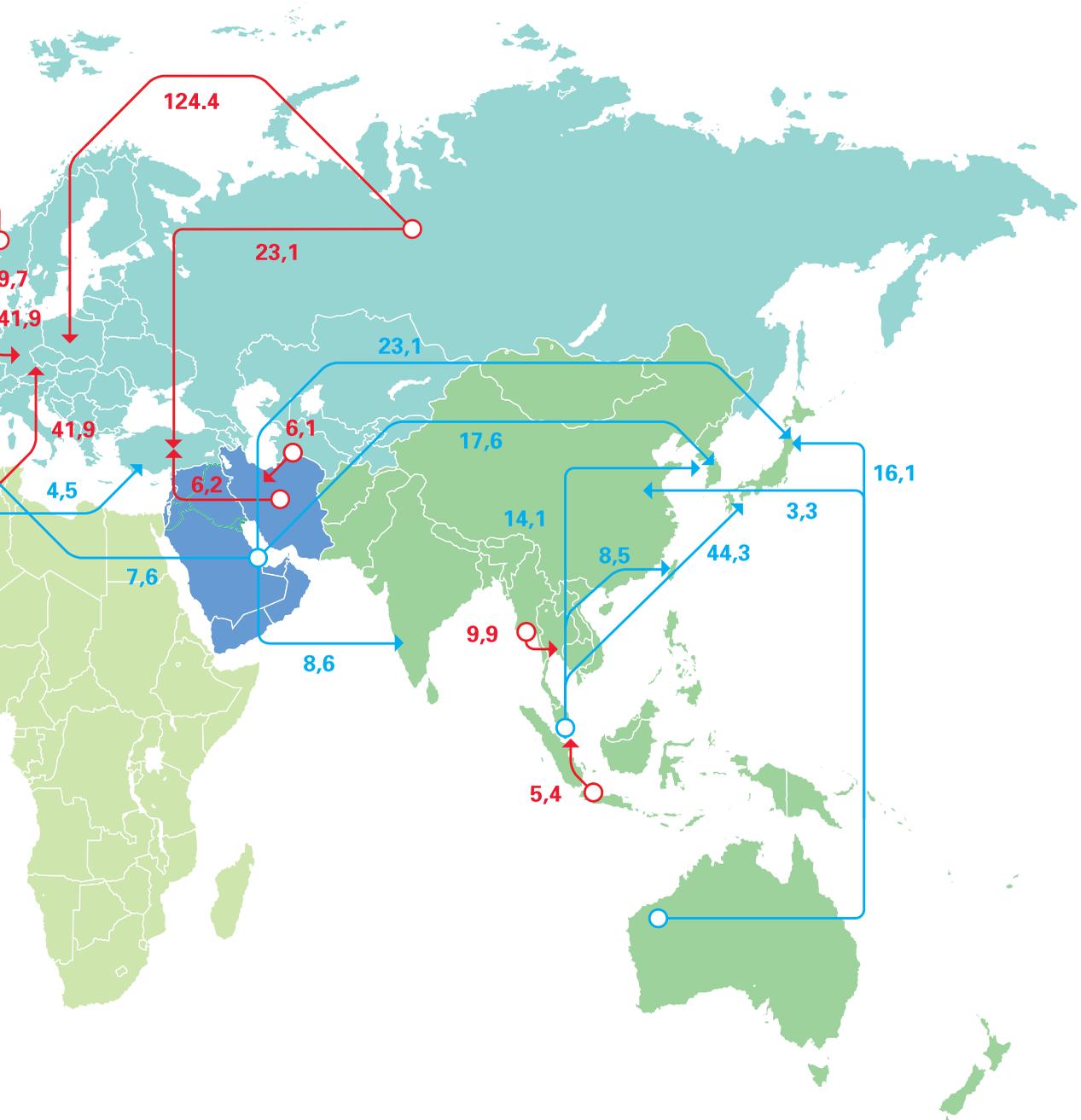
Comercio mundial en millones de metros cúbicos



-  Estados Unidos
 -  Canadá
 -  México
 -  América del Sur y Central
 -  Europa - Eurasia
 -  Medio Oriente
 -  África
 -  Asia - Pacífico
-  Gas natural
-  GNL

1) Límite del lecho y subsuelo
2) Límite exterior del Río de la Plata
3) Límite lateral marítimo Argentino-Uruguayo

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, BP p.l.c. Junio 2008



y descubrimientos de yacimientos *offshore* hacen prever que se convertirá en un futuro en un importante productor.

La industria argentina de gas natural es hoy la más madura e importante de América del Sur, por lo que posee un lugar de privilegio en términos de tecnología y aprovechamiento de este fluido. Se encuentra entre los principales países por la utilización del gas en la matriz energética. A partir de 1997, con la puesta en marcha del gasoducto *Methanex*, la Argentina comenzó a exportar gas natural a Chile.

Usos finales de la cadena del petróleo

Cargar un litro de nafta es un acto simple y cotidiano, que se realiza, en general, ignorando todo lo que hace falta, desde la investigación y la tecnología hasta los recursos humanos y económicos, para que sea posible. Pero ahora se cuenta con la información que permite medir en todo su alcance lo que esto significa: ya se sabe lo que se paga cuando se carga 1 litro de nafta, más aún si esto es comparado con otros productos que también se consumen a diario y que no derivan de tan complejos y costosos procesos. No hay que olvidar las dos grandes áreas industriales del *upstream* y el *downstream* que se esconden detrás de un simple litro de nafta. En el gráfico adjunto se delimitan, además, los componentes del costo de nafta en el surtidor, en el que intervienen mayoritariamente, como

→

Países destinatarios de las exportaciones de crudo de la Argentina (2007) (en m³)

| Mes | Brasil | Chile | China | EE.UU. | Totales |
|----------------|---------------|----------------|------------------|------------------|------------------|
| Enero | 42.265 | 67.212 | 151.138 | 105.764 | 366.379 |
| Febrero | 0 | 37.193 | 0 | 210.440 | 247.633 |
| Marzo | 0 | 2.398 | 250.005 | 176.372 | 428.775 |
| Abril | 0 | 1.972 | 240.049 | 0 | 242.021 |
| Mayo | 0 | 3.064 | 139.439 | 43.724 | 186.227 |
| Junio | 0 | 3.520 | 318.170 | 0 | 321.690 |
| Julio | 0 | 3.668 | 0 | 277.940 | 281.608 |
| Agosto | 0 | 75.200 | 0 | 597.038 | 672.238 |
| Septiembre | 0 | 2.415 | 0 | 480.507 | 482.922 |
| Octubre | 0 | 1.638 | 120.171 | 256.996 | 378.805 |
| Noviembre | 0 | 84.932 | 0 | 157.465 | 242.397 |
| Diciembre | 0 | 60.689 | 0 | 139.006 | 199.695 |
| Totales | 42.265 | 343.901 | 1.218.972 | 2.445.252 | 4.050.390 |

→

Principales componentes de la formación del precio de los combustibles (Precio de surtidor del combustible líquido para Buenos Aires y GBA)

| |
|--|
| Costo del petróleo crudo puesto en la refinería |
| Costo de refinación Utilidad de la compañía refinadora |
| Margen de comercialización Gastos totales, aplicados a la comercialización y transporte del combustible refinado hasta punto de venta |
| Impuestos Impuesto al Valor Agregado (IVA) Impuestos a transferencia de los combustibles Impuesto a los ingresos brutos a la refinación Impuesto a los ingresos brutos a la comercialización |
| Bonificación bruta al expendedor |

bien se observa, factores o elementos ajenos al costo de la materia prima. Debemos tener en cuenta que el precio del petróleo que paga el refinador incluye una serie de costos que van desde la exploración hasta tasas e impuestos, regalías y retenciones.

En las estaciones de servicios, la atención al automotor ha empezado a ser acompañada por más y mejores servicios para los clientes. La expansión del mercado automotor argentino junto a los nuevos visitantes de las estaciones, el nuevo público formado por mujeres y jóvenes, ayudó al cambio de imagen y objetivos.

Más seguridad en la instalación y mantenimiento de los sistemas subterráneos de almacenamiento de los hidrocarburos, así como en la rigurosidad de las inspecciones y la disminución de contaminación, han acompañado al cambio.

Si volvemos ahora a los productos derivados del petróleo, puede pensarse en la variada oferta de combustibles –sin olvidar al GNC como enseguida se verá– o los productos petroquímicos, como los lubricantes, un verdadero sector especializado de la oferta en las estaciones de servicios, con continuas novedades de productos, calidades y marcas: aceites, grasas y aditivos, y tantos otros productos de la industria petrolera.

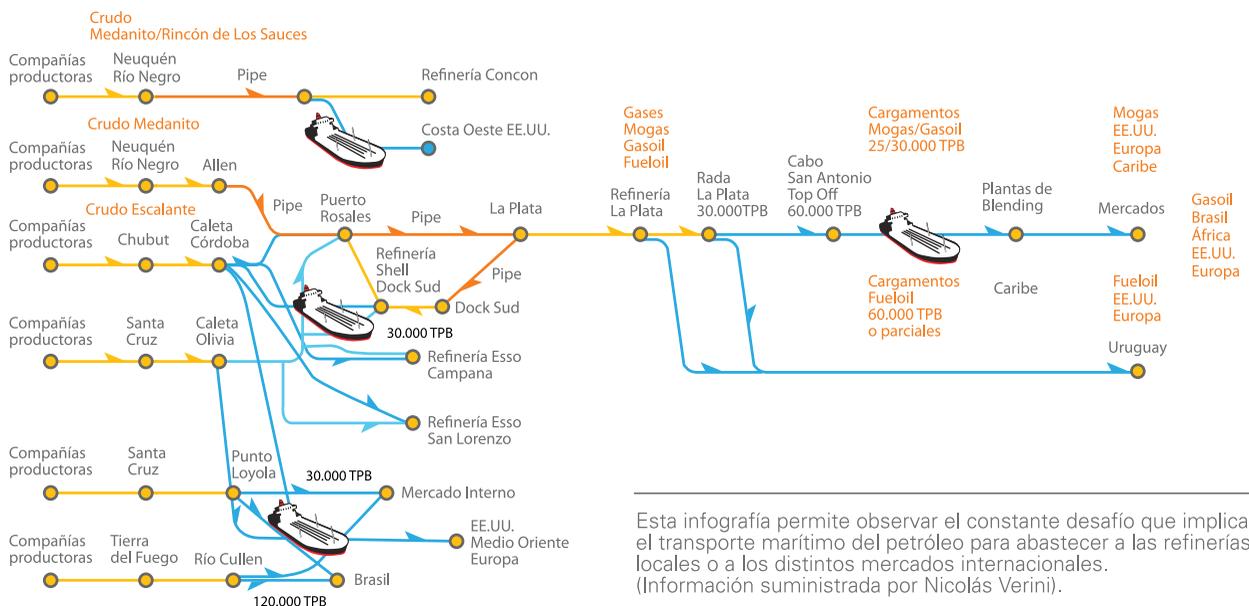
Usos finales de la cadena del gas natural

La demanda de gas es muy variada. En la Argentina llega a más de 9 millones de puntos de consumo. Su uso puede ser residencial, comercial, para transporte o en pequeñas a grandes industrias.

En la Argentina existe un importante uso del GNC: aproximadamente un millón y medio de vehículos lo usan y, dentro de esta cifra, gran parte de los taxímetros en la ciudad de Buenos Aires y en las principales ciudades del país, lo que los convierte en una de las mayores flotas de GNC en el mundo.



La logística del transporte marítimo de petróleo





15



Los hidrocarburos y el ambiente. Las energías alternativas y el futuro

15 | Los hidrocarburos y el ambiente. Las energías alternativas y el futuro

Desde la exploración empieza el cuidado de la relación entre el hombre y la tierra o su ambiente; continúa con la perforación, la producción, el almacenamiento, refinación y petroquímica, y llega al usuario directo de los derivados del petróleo y del gas, como se ha visto, por ejemplo, en el espacio de la estación de servicios.

Pero esto no ha sido suficiente. El siglo XX trajo el petróleo y el hollín desapareció: pero quedó el dióxido de carbono. Para muchos, la producción de energía ha pasado a ser sinónimo de generación de dióxido de carbono, y con ello, del efecto invernadero. Puede consignarse que:

- la temperatura media de la superficie de la Tierra subió entre 0,3 y 0,6°C desde 1900;
- los 10 años más calurosos se han registrado desde 1980 en adelante;
- en el último siglo el incremento de los gases del efecto invernadero ha sido el siguiente:
 - metano: 100%,
 - dióxido de carbono: 25%,
 - óxido nitroso: 19%.

De todos modos, las consecuencias del efecto invernadero se encuentran aún en proceso de análisis. Cabe en tal sentido observar que el aporte del metano al efecto invernadero expresado por unidad de masa es 21 veces mayor que el del dióxido de carbono.

Los acuerdos a nivel mundial sobre cambios climáticos producidos por este efecto invernadero comprometen a realizar esfuerzos para disminuir las emisiones de los gases que ocasionan dicho efecto. El uso de naftas sin contenido de plomo (eliminación del empleo del tetraetilo de plomo –altamente tóxico y contaminante– como mejorador octánico) o la creciente demanda de gas natural como fuente energética, se explica porque es energía más





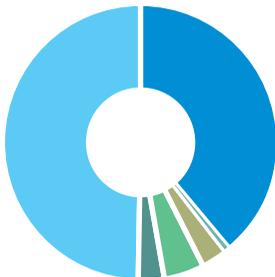
limpia y económica. El impacto ambiental producto de la combustión del gas es menor que el de los combustibles líquidos y sólidos.

Pero el área de cuidado del ambiente no sólo atiende a la naturaleza: quedaría incompleta su significación si no atendiera también al hombre que trabaja en esta industria y a quien se beneficia con su uso. Las publicidades preparadas por las empresas del gas, por ejemplo, para evitar accidentes domésticos, son un dato permanente de la educación para la preservación del hombre y su medio: seguridad, confiabilidad, disminución de riesgos.

→ **Argentina:**
Matriz energética primaria

REFERENCIAS

- Biomasa y otras fuentes renovables 3%
- Carbón 0,5%
- Gas natural 49,7%
- Hidroeléctrica 4,9%
- Nuclear 2,9%
- Petróleo 39%

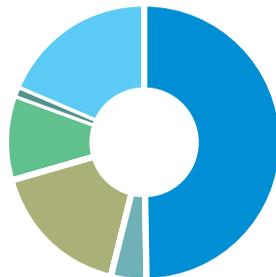


Total: 77.921 Miles de TPE
Fuente: Argentina, Secretaría de Energía
International Energy Agency

→ **América Latina:**
Matriz energética primaria

REFERENCIAS

- Biomasa y otras fuentes renovables 16,8%
- Carbón 4,2%
- Gas natural 18,5%
- Hidroeléctrica 9,8%
- Nuclear 0,9%
- Petróleo 49,8%

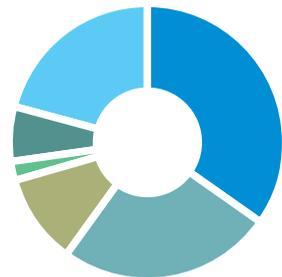


Total: 554 Millones de TPE
Fuente: International Energy Agency

→ **El mundo:**
Matriz energética primaria

REFERENCIAS

- Biomasa y otras fuentes renovables 10,5%
- Carbón 25,3%
- Gas natural 20,7%
- Hidroeléctrica 2,2%
- Nuclear 6,3%
- Petróleo 35%



Total: 11.500 Millones de TPE
Fuente: International Energy Agency

El uso racional de la energía, tan ligado a la noción de recursos no renovables, como ya se observó, es también un fuerte componente del cuidado del ambiente; se prevé que las metas de la política de conservación del ambiente para los próximos años en gran medida podrán ser alcanzadas en los países industrializados (de alto índice de consumo de energía por habitante), con un uso racional de la energía mejor que el actual.

El panorama para las próximas décadas presenta grandes desafíos: los combustibles fósiles como el carbón mineral, el petróleo y el gas natural parecen tener asegurado su protagonismo pero habrá mayor presión en cuanto a atender sus efectos sobre el ambiente. Por ello comienza a resurgir la participación de las energías alternativas como soluciones para obtener un entorno más limpio.

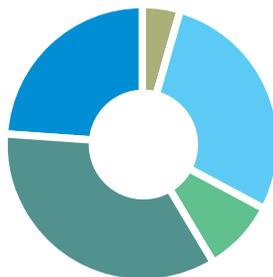
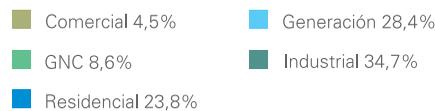
Siglo XXI. Concepto de desarrollo sustentable. Su implementación

El comienzo del nuevo milenio encuentra al hombre en la búsqueda de fuentes de energías renovables, no contaminantes y capaces de proveer un “desarrollo sustentable”: entre ellas las energías solar, eólica, hidráulica, **geotérmica**, oceánica, todas de uso en general restringido, a las que se agrega la biomasa.

El concepto de “desarrollo sustentable” nace en 1987 con el

→ **Argentina: Consumo interno de gas natural por sectores**

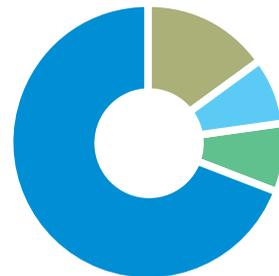
REFERENCIAS



Fuente: Enargas

→ **Argentina: Consumo interno de petróleo**

REFERENCIAS



Fuente: IAPG – Secretaría de Energía

informe titulado “Nuestro futuro común”, más conocido como “Informe Brundtland” (Gro Harlem Brundtland: *World Commission on Environment and Development*, Ginebra, 1987): el desarrollo sustentable es aquel capaz de satisfacer las necesidades de la actual generación sin amenazar las correspondientes a las generaciones venideras, dejándoles a éstas la opción de poder elegir su propio estilo de vida. El desarrollo, expresado de forma genérica, involucra tres componentes interrelacionados: el económico, el social y el ecológico, visto esto como el conjunto armónico de tres factores conciliables.

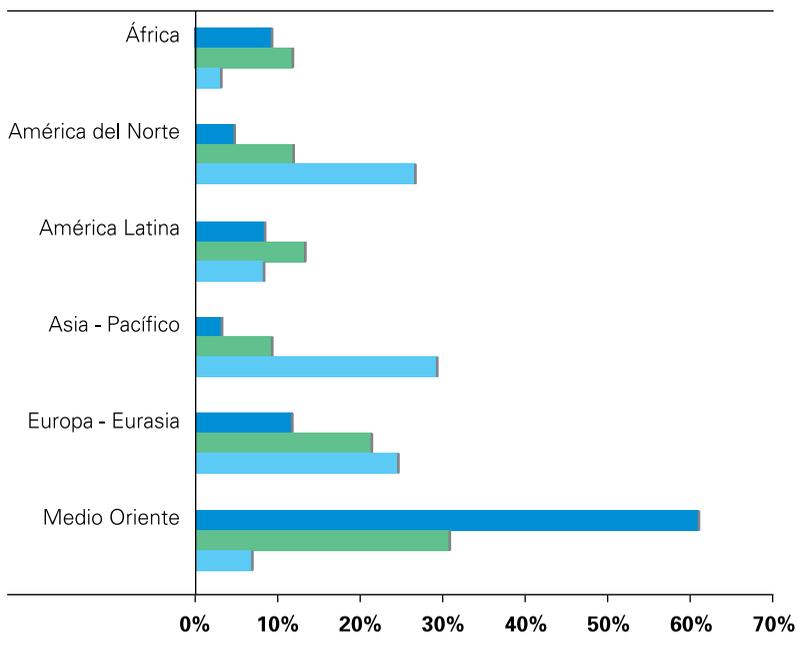
Estos conceptos fueron extendidos y expresados en términos concretos en la Conferencia para el Ambiente y el Desarrollo, organizada por las Naciones Unidas en Río de Janeiro en 1992. En esta Conferencia se redactó además la denominada Agenda 21, que consiste en un plan de acciones para el siglo XXI, distribuidos en cuarenta capítulos cuyo objetivo es lograr el “desarrollo sustentable”.

→

Petróleo en el mundo

REFERENCIAS

■ Reservas ■ Producción ■ Consumo



Participación regional en reservas, producción y consumo de petróleo crudo



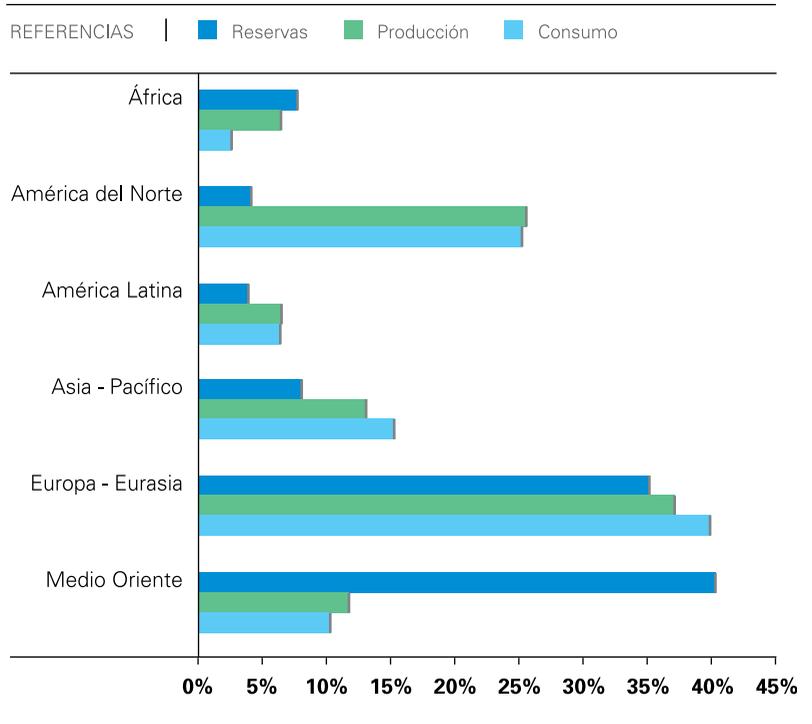
La Energía –así clasificada en la Agenda 21– es uno de los factores decisivos del “desarrollo sustentable”. Los países desarrollados, con un 25% de la población mundial, consumen el 75% de la energía producida en el planeta. A su vez se prevé que la demanda global crecerá en un 40% hasta 2020, y que más de las dos terceras partes de dicho aumento será absorbido por los países de Asia, Sudamérica y África. Sin energía estos países no saldrán del subdesarrollo.

A su vez, el aumento de población con el consecuente incremento de demanda de energía aumentará la dependencia de su importación. Así pues, mientras en la actualidad la mitad de la población del globo depende de la importación de energía, dicha dependencia llegará al 80% para el año 2020.

La consecuencia del “desarrollo sustentable” exigirá pues un cuidadoso empleo del recurso energético, una producción mejorada de éste, su uso racional, tecnologías competitivas y el recultivo de las tierras dañadas por la sobreexplotación.

→

Gas en el mundo



Participación regional en reservas, producción y consumo de gas natural



Breve glosario



Conversión de unidades

| Para pasar de | a | multiplicar por |
|---|--|-----------------|
| Barriles (bbl) | Galones (gal) | 42 |
| Barriles (bbl) | Litros (l) | 159 |
| Barriles (bbl) | Metros cúbicos (m ³) | 0,159 |
| Centímetros (cm) | Pulgadas (in) | 0,394 |
| Centímetros cuadrados (cm ²) | Pulgadas cuadradas (in ²) | 0,155 |
| Centímetros cúbicos (cm ³) | Pulgadas cúbicas (in ³) | 16,39 |
| Galones (gal) | Litros (l) | 3,785 |
| Gramos/centímetro cúbico (cm ³) | Libras/galón | 8,347 |
| Hectáreas (ha) | Acres | 2,47104 |
| Kilogramos (kg) | Libras (lb) | 2,205 |
| Libras (lb) | Onzas (oz) | 16 |
| Libras x pulgadas ² (psl) | Bar | 0,0689 |
| Libras x pulgadas ² (psl) | Kilo Pascal (kPA) | 22,62 |
| Libras x pulgadas ² (psl) | Kilogramos x centímetro ² | 0,0703 |
| Libras/galón | Kilogramos/centímetro cúbico | 0,1193 |
| Libras/galón | Kilogramos/metro cúbico | 119,83 |
| Metros (m) | Pies (ft) | 3,281 |
| Metros cuadrados (m ²) | Pies cuadrados (ft ²) | 10,76387 |
| Metros cúbicos (m ³) | Barriles (bbl) | 6,2897 |
| Metros cúbicos (m ³) | Pies cúbicos (ft ³) | 35,31 |
| Milla {terrestre} (mi) | Kilómetros (km) | 1,6093472 |
| Onzas (oz) | Gramos (g) | 28,350 |
| Peso específico (p.e.) | Libras/galón (lb/gal) | 8,34 |
| Pies (ft) | Metros (m) | 0,3048 |
| Pies cuadrados (ft ²) | Metros cuadrados (m ²) | 0,0929034 |
| Pies cúbicos (ft ³) | Metros cúbicos (m ³) | 0,02832 |
| Pulgadas (in) | Centímetros (cm) | 2,54 |
| Pulgadas cuadradas (in ²) | Centímetros cuadrados (cm ²) | 6,45 |
| Tonelada métrica | Libras (lb) | 2205 |

Equivalencias

| Unidad | Abreviatura | Valor |
|-------------------------------|-------------|------------------|
| Trillón (EE.UU.) | MMMM | 10 ¹² |
| Billón (Argentina) - Millardo | MMMM | 10 ¹² |
| Billón (EE.UU.) | MMM | 10 ⁹ |
| Millón | MM | 10 ⁶ |
| Mil | M | 10 ³ |

Breve glosario

Se ubican las palabras que en el texto aparecen destacadas en **negrita**. Se agregan otros términos considerados de interés por su uso frecuente.

A

— **Absorción:** Penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o más sustancias en el interior de un sólido o un líquido. // Torre de absorción: Torre o columna construida de tal manera que provee el contacto entre el gas ascendente, y el absorbente en descenso.

- **Adsorción:** Fenómeno de superficie exhibido por un sólido (adsorbente) que le permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsortivas) sobre su superficie; esta propiedad es debida a la adhesión.

- **Alcali:** Cada uno de los óxidos, hidróxidos o carbonatos de los metales alcalinos (litio, sodio, potasio, cesio y rubidio). Irritantes o cáusticos para la piel, viran del tornasol al azul, son solubles en agua y tienen las propiedades de las bases: reaccionan con los ácidos para dar sales.

- **Alkilación (alquilación):** Introducción, por adición o sustitución, de un radical alquilo (radical monovalente de los hidrocarburos, alifáticos o aromáticos) en un compuesto orgánico (por ejemplo para incrementar el octanaje en naftas).

- **Alquitrán. 1:** Compuesto de resina y aceites esenciales, que por destilación se obtiene de la hulla y de la madera de pino y otras coníferas. Se emplea en calafatear los buques y como medicamento. **2:** Composición de pez, sebo, grasa resina y aceite. **3:** El producido al destilar la hulla para fabricar el gas de alumbrado.

- **Alquitrán de hulla:** Sustancia untuosa, de color oscuro y olor fuerte, compuesta de resina y aceites esenciales, que por destilación se obtiene de la hulla, de la madera de pino y otras coníferas. // Pez, trementina por destilación de hulla.

- **API Gravity:** Densidad de grados API consiste en una unidad de densidad adoptada por el Instituto Americano del Petróleo (API) desde años atrás. Según la escala API, cuanto más alto el índice, menor la densidad del crudo. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API; crudos con valores inferiores a 27 grados API se consideran pesados y aquellos por sobre los 40 grados API, livianos. Esta unidad está relacionada con el peso específico real por la siguiente fórmula:

$$\text{Grados API} = \frac{141.5}{\text{peso específico a } 60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

- **Aromáticos:** Son hidrocarburos con un núcleo bencénico. El amplio número de compuestos de este importante grupo deriva principalmente del petróleo y el alquitrán de hulla; son más bien muy reactivos y químicamente versátiles. El nombre se debe al fuerte y desagradable olor característico de la mayoría de sustancias de esta naturaleza.

- **Asfalto:** Betún negro, sólido, quebradizo, que se derrite al fuego y arde con dificultad. Suele emplearse, mezclado con arena, en pavimentos, y entra en la composición de algunos barnices y en varias preparaciones farmacéuticas.

- **Azimet (Acimut):** Lectura indicadora de la dirección que lleva la perforación de un pozo, referida al norte magnético.

B

- **Barril:** Medida estadounidense de volumen, equivalente a 42 galones o 159 litros.

- **Basamento:** Roca ígnea o metamórfica dura, que yace por debajo de las formaciones sedimentarias. rara vez contiene petróleo.

- **Biomasa:** Materia orgánica, árboles, plantas, residuos vegetales, que pueden ser utilizados como fuente de energía.

- **Brent blend:** Mezcla Brent, petróleo del campo Brent y otros yacimientos ubicados en la cuenca Shetland del Este en el Mar del Norte, gran Bretaña. El precio de la mezcla Brent (aprox. 38°API) es el principal referente para el comercio o intercambio de otros crudos del Mar del Norte, como así también ventas de riesgo tales como “a término” o de determinados volúmenes que se encuentran almacenados o embarcados (*spot market*).

- **Bright-stock:** Fracción pesada de hidrocarburos usada en la formulación de lubricantes.

- **BS&W:** Abreviatura de “Basic Sediment and Water”, que se antepone al indicar el porcentaje de materiales extraños y agua que se producen con el petróleo y que deben ser separados de éste antes de su entrega en el punto de venta.

- **BTU:** Abreviatura de “British Thermal Unit”, unidad que corresponde a la cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de 1 libra de agua en 1 grado Fahrenheit, a una tem-

peratura y presión dadas.

- **Butano:** Gas presente en pequeñas cantidades en la mayoría de los gases naturales. Licuable fácilmente mediante la aplicación de bajas presiones o por enfriamiento. Combustible, refrigerante, se utiliza también en la fabricación de caucho sintético.

C

- **Casing (CSG):** Camisa, tubería o caño de aislación o revestidor.

- **Catálisis:** Transformación química motivada por cuerpos que al finalizar la reacción aparecen inalterados.

- **Catalizador:** Cuerpo capaz de producir la transformación catalítica.

- **Centrífuga:** Instrumento usado para la separación mecánica de sólidos de elevado peso específico, suspendidos en el fluido de perforación. La centrífuga logra esa separación por medio de la rotación mecánica a alta velocidad.

- **Coking:** Coquificación, acumulación no deseada de depósitos de carbón en los recipientes de la refinería.

- **Commodity:** materia prima o producto cuyo precio es utilizado como índice de valor comercial. El petróleo es el commodity de mayor comercio en los mercados del mundo. // Bien económico: **a)** Un producto de la agricultura o la minería. **b)** Un artículo comercial particularmente despachado marítimamente (*commodity futuro o spot*). **c)** Un producto no determinado de producción masiva (químicos, chips).

- **Condensación:** Acción y efecto de condensar o condensarse.

- **Condensador:** Que condensa. // Aparato para reducir los gases a menor volumen. Pasan de estado gaseoso a líquido o sólido, usualmente por reducción de la temperatura de los vapores o gases.

- **Condensados:** Hidrocarburos líquidos producidos con el gas natural que son separados de éste por enfriamiento u otros medios.

- **Coque:** Combustible sólido, producto de la refinación del petróleo al eliminar la mayor parte de las sustancias volátiles.

- **Corrosión:** Acción química, física o electroquímica compleja que destruye un metal.

- **Corte:** Fracción particular del hidrocarburo.

- **Cracking:** Proceso en el que las moléculas de los hidrocarburos relativamente pesados se rompen por el efecto de calor, generando productos más livianos (tales como gasolinas, naftas).

- **Criogénica:** Rama de la física que trata acerca de la generación y efectos de temperaturas extremadamente bajas. // **Criogénico:** Proceso que se cumple a muy baja temperatura.

- **Cristalización:** Separación de acuerdo con el tamaño y tipo de moléculas, tal como en los procesos de desparafinado combinados con filtrado o centrifugado.

D

- **Deflectores:** Placas u obstrucciones construidas dentro de un tanque u otro recipiente que cambia la dirección del flujo de los fluidos o los gases.

- **Densidad:** Propiedad de la materia según su masa por unidad de volumen; se expresa en libras por galón (lb/gal) o kilogramos por metro cúbico (kg/m³).

- **Desarenador/Desarcillador:** Dispositivos empleados para la separación de granos de arena y partículas de arcilla del fluido de perforación durante el proceso de limpieza del mismo. El fluido es bombeado tangencialmente por el interior de uno o varios ciclones, conos, dentro de los cuales la rotación del fluido provee una fuerza centrífuga suficiente para separar las

partículas densas por efecto de su peso.

- **Desaromatizados:** Hidrocarburos parafínicos en los que se han eliminado los hidrocarburos aromáticos.

- **Desgasificador:** Separador del gas que pueda contener el fluido de perforación.

- **Despojadores:** Columnas de fraccionamiento con número de platos para rectificar una fracción determinada.

- **Destilación fraccionada:** Proceso de refinación consistente en la separación de los componentes del petróleo crudo al calentar y luego condensar las fracciones por enfriamiento.

- **Downstream:** Expresión que cubre los últimos tramos de un proceso industrial o la etapa de comercialización del producto o subproductos. Para el caso del petróleo y del gas define el intervalo en el que se cumplen los procesos de refinación, separación, fraccionamiento, distribución y comercialización.

- **Drill collar (Dc):** Portamecha, lastrabarrena, barra de acero perforado que se utiliza en la perforación de pozos.

- **Drill pipe (Dp):** Tubería de perforación, tubo de acero o aluminio sin costura. Para el caso de tubería de aluminio los conectores entre tubos son de acero.

- **Dubai (Fateh) / Dubai, miembro de los E.A.U.:** Define un crudo de aproximadamente 36°API, proveniente de los Emiratos Árabes Unidos cuyo precio reemplazó virtualmente al Arabian Light (1980) como valor referente para el comercio o intercambio de crudos del Golfo Pérsico.

E

- **Embudo de mezcla:** Tolva que se emplea para agregar aditivos polvorientos al fluido de perforación.

- **Etano:** Hidrocarburo gaseoso, más pesado que el metano. Se licua por enfriamiento. Combustible, importante materia prima para la industria petroquímica.

- **Etanol:** Alcohol etílico.

- **Extracción por solventes:** Separación de acuerdo con el tipo de moléculas, por ejemplo la eliminación de compuestos aromáticos, aprovechando las diferencias en el **grado de miscibilidad** (ver) con un tercer componente que puede ser anhídrido sulfuroso líquido para obtener kerosene o furfural (ver) para obtener aceites lubricantes.

F

- **Filtrado:** Es la medición de la cantidad relativa de fluido perdido en los terrenos o formaciones permeables a través del revoque formado en la pared del pozo el fluido de perforación.

- **Fondo de barril:** Fracción de fondo, componentes más pesados del petróleo, aquellos que permanecen en el fondo luego de haber sido removidos los más livianos por destilación.

- **Fracción:** Mezcla de hidrocarburos con punto de ebullición cercanos que se condensan juntos en la destilación fraccionada.

- **Furfural:** Aldehído líquido, de olor penetrante, usualmente producido a partir de materia vegetal, que se emplea fundamentalmente en la preparación del furan (líquido inflamable que se obtiene de aceites de pino o preparado de manera sintética y que se utiliza especialmente en síntesis orgánica) o resinas fenólicas como solvente.

G

- **Gas:** (Palabra inventada por Van Helmont, fallecido en 1644) Todo fluido aeriforme a la pre-

sión y temperatura ordinarias. (En esta publicación, toda referencia a gas significa gas natural.)

- **Gas asociado/en solución:** Gas natural que se produce con el petróleo; disuelto con el petróleo en el yacimiento.

- **Gas de refinería:** Es el gas emanado de las refinерías como excedente de sus procesos, compuesto en general por hidrógeno, metano, etileno, propileno y butilenos y otros gases como nitrógeno y/o anhídrido carbónico.

- **Gas licuado de petróleo (GLP):** gas envasado. Conocido como gas en garrafa. Básicamente propano y butano y otros productos livianos separados del petróleo crudo o del gas. Sustituto ideal del gas natural en zonas aún no atendidas por gasoductos. Combustible que ha reemplazado al kerosene en usos domésticos.

- **Gas manufacturado:** Gas combustible generado por reacciones químicas, por ejemplo del carbón, de la nafta, del coque u otros derivados del crudo.

- **Gas natural:** Forma gaseosa del petróleo que ocurre bajo la tierra. Combustible. Contiene principalmente, metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos; más otros elementos no hidrocarburos como nitrógeno, anhídrido carbónico, gas sulfídrico. Gran proveedor de materia prima para la industria petroquímica. Se produce conjuntamente o separado del petróleo.

- **Gas natural comprimido (GNC):** Se trata de gas natural comprimido (en general sólo metano); se usa como combustible para vehículos con motores de combustión interna en reemplazo de la nafta.

- **Gas natural licuado (GNL):** Se trata de gas natural (metano) reducido (licuado) mediante la disminución de su temperatura a -160°C (proceso criogénico), lo que reduce su volumen en aproximadamente seiscientos veces, facilitando

así su almacenamiento y transporte.

- **Gasolina:** Fracción líquida liviana de hidrocarburos, incolora, muy volátil, fácilmente inflamable.

- **Geoquímica de superficie:** (Prospección geoquímica) Técnica de exploración de superficie que consiste en el análisis químico de suelos con el fin de detectar microfiltraciones de petróleo y/o gas como guía en la ubicación de yacimientos.

- **Geotérmica (energía):** Calor natural contenido en rocas, agua caliente y vapor existentes bajo la superficie de la tierra. Esta fuente de energía puede emplearse en la generación de electricidad, calefacción y otros usos industriales.

- **Gradiente térmico:** Relación de la diferencia de temperatura entre dos puntos dados. Se usa para medir el incremento de temperatura a medida que se llega con pozos a mayores profundidades.

- **Gravimetría / gravímetros:** Los instrumentos gravimétricos registran las variaciones de la gravedad terrestre producidos por masas de diferentes densidades. Los aparatos gravimétricos acusan fuertemente toda discontinuidad importante.

H

- **Hidrocarburo:** Cada uno de los compuestos químicos resultantes de la combinación del carbono con el hidrógeno.

- **Hulla:** Carbón de piedra.

- **Hydrocracking:** Método de ruptura (*cracking*) de los hidrocarburos, en presencia de hidrógeno como catalizador.

K

- **Kelly, cuadrante, vástago:** Tubo de acero, con pasaje para el fluido de perforación, cuya sección transversal exterior puede ser triangular, cuadrada o hexagonal. Puede medir entre

caras de 2¹/₂ a 6 pulgadas y su longitud normal es de 12 m. Su función es la de permitir la transmisión del momento de torsión de la mesa rotativa a la tubería de perforación y a su vez al trépano.

- **Kerosene:** Producto resultante de la refinación del petróleo crudo, cuyo punto de ebullición se encuentra entre el de la nafta y el del gasoil. Representó por mucho tiempo el principal destilado del crudo y se utilizó como combustible en lámparas para iluminación. Su empleo se extendió luego a estufas, cocinas, heladeras y en la actualidad el mayor consumo de sus variedades es como combustible para aviones con motor a reacciones (jet fuel).

L

- **Líquidos de gas natural (LGN):** Se trata de componentes hidrocarburos líquidos del gas natural que se pueden separar de éste y comercializar por separado tales como mezcla de etano, propano, butano e iso-butano.

M

- **Magnetometría / magnetómetros:** El magnetómetro o cualquier otro instrumento magnético registra lecturas anormalmente altas cuando el mineral –bastante común– magnética (piedra imán) está presente en las orcas del subsuelo. Puesto que las rocas sedimentarias son muy débilmente magnéticas, si no completamente antimagnéticas, una campaña magnética determina las condiciones existentes en las rocas ígneas subyacentes, el llamado basamento rocoso. Esto hace posible determinar las profundidades del basamento magnético y delimitar de esta forma las cuencas de sedimen-

tación. El magnetómetro aéreo fue desarrollado durante la Segunda Guerra Mundial para la detección de submarinos, inmediatamente después del cese de hostilidades; esta técnica fue adaptada para la exploración de minerales, etc.

- **Mapa:** Representación geográfica de la Tierra o de alguna de sus características sobre un plano.
- **Metano:** Es el hidrocarburo saturado más simple y el principal componente del gas.
- **Miscibilidad:** Grado de mezclabilidad.

O

- **OOIP (*Original Oil In Place*):** Definición inglesa de petróleo “in-situ” (innato).
- **OPEP (OPEC - *Organization of Petroleum Exporting Countries*):** Reúne parte de los principales países del mundo exportadores de petróleo con el objeto de regular su precio y controlar su producción y comercialización (cartel). Se fundó en 1960 en Bagdad. Estuvo originariamente integrada por Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait; luego se incorporaron Argelia, Indonesia, Libia, Nigeria, Qatar y los Emiratos Árabes (E.A.U.).
- **Orificios (*jets*):** Consiste en una o varias boquillas construidas en aleaciones especiales que, al restringir el pasaje del fluido, aceleran su velocidad a través de éstas, generando una mayor fuerza de impacto sobre el terreno a recortar.

P

- **Parafina:** Mezcla de hidrocarburos, sólida o temperatura ambiente.
- **Par motor, momento de torsión:** Una fuerza que produce o tiende a producir rotación o torsión; medida de la efectividad de dicha fuerza que consiste en la resultante del producto de

la fuerza por la distancia perpendicular entre la línea de dicha fuerza al eje de rotación.

- **Peak-shaving:** Define cómo neutralizar demandas pico de combustible mediante el empleo de producto almacenado durante los períodos de bajo consumo.
- **Permeabilidad:** La permeabilidad normal es una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido monofásico bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el *darcy*.
- **Peso molecular:** Suma de los pesos atómicos de todos los átomos que forman una molécula de un elemento o compuesto químico.
- **Petróleo** (Del bajo latín *petroleum*, y éste del latín *petra*, piedra, y *oleum*, aceite). Líquido que se encuentra en los estratos superiores de la Tierra y consiste en una compleja mezcla de hidrocarburos con otras sustancias. A partir de éste y en distintas proporciones pueden obtenerse gasolinas, naftas y varios otros subproductos a través de distintos procesos de separación y refinación. // **Petróleo crudo o crudo:** Se llama así al petróleo en su estado natural (aún contiene gas), sin refinar.
- **Petroquímicos:** Productos químicos derivados del petróleo.
- **pH:** Medida de la concentración del ion hidrógeno. Unidad de medida que da índices de acidez o alcalinidad del fluido de perforación. Siendo pH=7 neutro, valores menores indican acidez y mayor alcalinidad.
- **Poliducto:** Se dice de una tubería o ducto que alternativa o simultáneamente se utiliza para el transporte de distintos productos líquidos, gaseosos o semigaseosos.
- **Polimerización:** Reacción química en la que dos o más moléculas de la misma clase se ligan entre sí por sus extremos para formar otro

compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y con diferentes propiedades físicas.

- **Porosidad:** Cantidad de espacio vacío en una roca de formación, que usualmente se expresa como el porcentaje de espacio vacío por volumen total. *La porosidad absoluta* se refiere al total de espacios porales en una roca, sin tener en cuenta si ese espacio es accesible a la penetración por fluidos. *La porosidad efectiva* se refiere a la cantidad de espacios porales conectados entre sí, es decir, el espacio accesible a la penetración por fluidos.

- **Posicionamiento dinámico:** Medio para mantener una plataforma flotante, semisumergible, o buque de perforación, posicionados exactamente sobre el sitio de perforación ubicado en el fondo del agua por medio de señales generados desde ese punto y que transmitidas a las computadoras del buque o plataforma realizan automáticamente las correcciones necesarias por medio de sus propulsores o cables de anclaje para mantener la posición.

- **Propano:** Gas, uno de los componentes del gas natural.

- **Punto de ebullición:** Temperatura a la cual la presión de vapor de un líquido iguala la presión externa produciéndose la ebullición (generación de vapor).

- **Punto de rocío:** Temperatura a la cual un vapor comienza a condensarse.

R

- **Reactor:** Recipiente para reacciones químicas industriales.

- **Reformación (*Reforming*):** Uso de calor y catalizadores para efectuar el reordenamiento de

ciertas moléculas de hidrocarburos sin alterar su composición; conversión de gasolinas y naftas de bajo octanaje en productos más volátiles de mayor octanaje.

- **Regenerador:** Reactor donde se regenera el catalizador.

- **Reservas:** Consisten en el volumen estimado de petróleo crudo, gas natural, gases líquidos naturales, y otras sustancias asociadas que se consideren comercialmente recuperables de acumulaciones conocidas conforme a información previa, bajo condiciones económicas existentes, prácticas operativas establecidas, y bajo leyes y regulaciones en vigencia en ese momento. La información necesaria para la determinación estimada de dichas reservas se obtiene de interpretaciones geológicas y/o datos de ingeniería disponibles al momento de dicha estimación.

S

- **Saturación de hidrocarburos:** Fracción del espacio poral de un yacimiento ocupada por hidrocarburos.

- **Saudi or Arabian Light Crude Oil (Crudo de Arabia Saudita):** Durante la década del 70 el precio de este crudo de 33° API (ver *API Gravity*) sirvió como valor referente en las transacciones de crudo de Oriente Medio y del mundo. Hoy, si bien continúa siendo el valor referente para la OPEP, perdió su liderazgo como referente al Dubai (Fateh).

T

- **Topping:** Proceso de remoción de los componentes más volátiles, livianos, de un petróleo crudo.

- **Tubing (Tbg):** Tubería de producción. Denominación americana que define a las tuberías que se bajan por el interior de los revestidores de los pozos para petróleo y/o gas con el objeto de facilitar el flujo de los fluidos de formación a la superficie. El *tubing* es fácilmente removido para reparar o modificar el sistema de producción del pozo.

U

- **Upstream:** Expresión que abarca el segmento de la industria que se ocupa de la extracción del producto y hasta su llegada a proceso industrial. Para el caso del petróleo/gas, la definición cubre los trabajos de exploración, perforación, explotación y hasta su entrega en refinería, plantas de proceso o fraccionamiento.

- **Urea:** Es por definición un compuesto orgánico, producto del metabolismo de las proteínas en el hombre y en los mamíferos. Desde 1828 (F. Wöler) se lo obtiene a partir de compuestos típicamente inorgánicos transformando el cianato amónico (NH_4CON) en urea. Para la fabricación técnica de la urea se hacen reaccionar amoníaco y anhídrido carbónico líquidos a unos 150°C y a 100-200 atm de presión, productos cuya materia prima fundamental consiste en gas natural. La urea se emplea como fertilizante, suplemento alimenticio para rumiantes, y en la industria de las resinas artificiales, de los barnices y de las colas y adhesivos.

V

- **Valor octánico:** Número de octano, indica la calidad antidetonante de las naftas. En la medida en que el número crece indica una mejor cualidad antidetonante.

- **Viscosidad:** Medida de la resistencia de un fluido a fluir o escurrir.

W

- **W.T.I.:** *West Texas Intermediate Crude Oil*. Crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en los Estados Unidos de América y países del cono sur como la Argentina.

Y

- **Yacimiento:** Sitio donde se acumula algo. En el caso argentino, gas y petróleo.

Z

- **Zaranda:** Dispositivo mecánico, primero en la línea de limpieza del fluido de perforación, que se emplea para separar los recortes del trépano u otros sólidos que se encuentren en éste en su retorno del pozo. El fluido pasa a través de uno o varios coladores vibratorios de distinta malla o tamaño de orificios que separan los sólidos mayores.



El abeCé

del Petróleo y del Gas
en el mundo y en la Argentina



Este libro ha sido posible gracias al apoyo
de las siguientes empresas:

Enap Sipetrol Argentina S.A.

Gas Natural BAN

Pan American Energy

Petrobras Energía S.A.

San Jorge Petroleum

Tecpetrol S.A.

Transportadora de Gas del Sur

Wintershall Energía S.A.

YPF S. A.



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

→ www.iapg.org.ar



| | |
|---------------------|--------------------------|
| Editor | Martín Kaindl |
| Coordinación | Romina Schommer |
| Asesor técnico | Enrique Kreibohm |
| Diseño y Producción | Cruz Arcieri & Asociados |
| Impresión | Art Press S.A. |

Comisión de publicaciones del IAPG:

Enrique Mainardi (Presidente), Jorge Albano, Rubén Caligari, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Fernández, Víctor Fumbarg, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Estanislao E. Kozłowski, Jorge Ortino, Mariel Palomeque, Eduardo Rocchi, Fernando Romain, Romina Schommer, Eduardo Vilches, Gabino Velasco, Nicolás Verini.

→

Agradecimientos

A todas las empresas socias y no socias que gentilmente han contribuido con fotografías e ilustraciones utilizadas en la presente edición.

A los integrantes de todas las comisiones técnicas del IAPG, que con su aporte han hecho posible la actualización de los contenidos que constituyen la presente edición de **El abecé del Petróleo y del Gas**.

©Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Queda hecho el depósito que previene la ley 11.723

Reservados todos los derechos.

El abecé del petróleo y del gas : en el mundo y en la Argentina / edición literaria a cargo de Martín Kaindl. - 3a ed. - Buenos Aires : Inst. Argentino del Petróleo y del Gas, 2009.

172 p. : il. ; 28x20 cm.

ISBN 978-987-9139-52-3

1. Recursos. 2. Petróleo. 3. Gas. I. Kaindl, Martín, ed. lit. CDD 333.8

Fecha de catalogación: 06/02/2009

La presente publicación se ajusta a la cartografía oficial establecida por el PEN a través del IGM – Ley 22.963 – y ha sido aprobada por expediente GG09 0315/5 de febrero de 2009.

Se terminaron de imprimir 10.000 ejemplares en febrero 2009 en Talleres Gráficos Art. Press S.A, Rodriguez Peña 1279 (B1883AIB), Bueno Aires, Argentina.

Índice

| | |
|---|------------|
| Al lector | 7 |
| Mapa de ductos | 8 |
| 1 La industria del petróleo y del gas | 9 |
| 2 La historia del petróleo y del gas | 19 |
| 3 El dominio del subsuelo | 33 |
| 4 El carbón mineral, el petróleo y el gas natural | 59 |
| 5 Condiciones para la existencia de yacimientos de petróleo y gas | 63 |
| 6 Exploración | 69 |
| 7 Reservas | 75 |
| 8 Perforación y terminación de un pozo | 81 |
| 9 Producción | 103 |
| 10 Tanques de producción y almacenamiento | 113 |
| 11 Rutas y redes de transporte y distribución | 119 |
| 12 Refinación. Separación | 125 |
| 13 Petroquímica | 141 |
| 14 Comercialización | 149 |
| 15 Los hidrocarburos y el ambiente. Las energías alternativas y el futuro. | 159 |
| Breve glosario | 165 |

Las palabras que en el texto, se encuentren destacadas en **negrita**, son explicadas en el breve glosario al final del libro (ver página 165).

→

Estimado lector:

Esta nueva edición viene a seguir con una larga secuencia que se inició en 1977 con el entonces Instituto Argentino del Petróleo (IAP), quien publicara una primera versión de este libro que luego se actualizara en la edición de 1996 con el nombre ya de *El abecé del Petróleo y del Gas* publicado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), continuador del IAP.

El esfuerzo realizado para concretar esta edición actualizada de *El abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina* ha sido posible gracias al importante apoyo de un grupo de empresas socias y a la desinteresada colaboración que destacados profesionales socios de nuestro Instituto nos han brindado para revisar y actualizar el contenido, permitiendo así que el lector cuente con un libro que incluye las últimas novedades de cada uno de los temas tratados.

Desde sus comienzos la industria del petróleo ha sido poco conocida y difundida, por lo que el IAPG ha sentido la necesidad de dirigirse a estudiantes, periodistas, maestros, profesionales, funcionarios del gobierno federal, provincial y municipal, y público en general, para intentar esclarecerla en todos sus aspectos. Dada la escasez de este tipo de publicaciones en castellano, es posible suponer que también sea de interés para todos los hispanohablantes, aunque está especialmente dirigida al lector argentino, el destinatario natural del IAPG.

Confiamos que los lectores de este libro encuentren en él información que les resulte de utilidad, y que podamos dar a conocer los fundamentos de una industria ya centenaria en nuestro país, que ha contribuido por medio del esfuerzo de miles de hombres y mujeres al desarrollo de la Argentina.

Buenos Aires, Febrero de 2009

→ Mapa de ductos

