

Por ANTONIO MARTINEZ CATTANEO  
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.

### PETROLEO

"Durante milenios, la fuerza del viento y del agua, y la combustión de la madera, fueron los únicos medios conocidos para producir movimiento y calor, hasta que llegó el carbón con su inmenso potencial de energía solar encerrado en sus entrañas; y cuando años más tarde hizo su aparición el petróleo-rey, su supremacía fue reconocida por todos. Su relativa abundancia y fácil acceso, su precio moderado, su versatilidad para múltiples usos, su limpieza y su ingente poder calorífico, todo contribuyó a que el petróleo fuera paulatinamente desplazando a las otras fuentes históricas de energía, relegándolas a un papel secundario." (1).

En realidad, ese simple esquema desde la aparición a la supremacía del petróleo fue y sigue siendo mucho más complejo y difícil.

La historia del petróleo desde el 27 de agosto de 1859, fecha del hallazgo de Oil Creek (por Edwin L. Drake), hasta nuestros días, dista mucho de ser un itinerario lógico y rectilíneo.

El imperio de Rockefeller: la Standard Oil, aunque desmembrado en 1911, pervive hoy en las compañías ESSO, SOCONY-MOBIL, SOCAL y otras.

En 1907 se creó el *holding* de la Royal Dutch-Shell.

La Anglo Iranian Oil Company fue fundada en 1908; hoy se denomina British Petroleum (B.P.).

La Gulf y la Texas Oil Co., fundadas también a principios de siglo, en Tejas, completan el cuadro de las siete compañías, que con la Compagnie Française de Pétroles, creada al finalizar la Guerra Europea en base a los intereses alemanes en Oriente Medio, constituyen las cinco grandes del Cartel internacional, creado y reforzado por los Acuerdos de Achnacarry, en 1928.

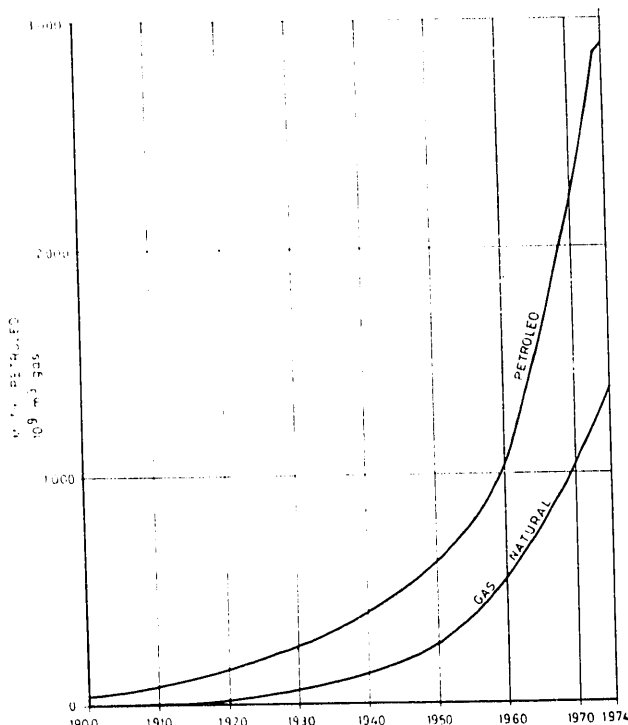
En el orden geográfico, la historia del petróleo comienza en los Estados Unidos de América, sigue en Rusia, Méjico, Venezuela, Oriente Medio, etc.

Uno de los últimos episodios anteriores a la II Guerra Mundial fue la concesión de permisos de investigación en Arabia Saudita a la ARAMCO (Socal y Texaco).

Después de la guerra se consolidó la posición de las grandes compañías, que en 1950 controlaban el 98 por 100 de la producción de Oriente Medio.

A partir de esta fecha surgen las llamadas "compañías independientes" en los Estados Unidos, y junto a ellas las empresas estatales europeas, alguna de ellas, como el ENI italiano y la ELF ERAP francesa, aportan nuevas ideas políticas y comerciales, y adquieren pronto una relativa importancia.

Hay que llegar a 1960 para que la reacción



PRODUCCION DE PETROLEO Y PRODUCCION  
COMERCIALIZADA DE GAS NATURAL EN  
EL MUNDO

FUENTE DIVERSA

Gráfico 1.

de los países productores cuaje en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP u OPEC), fundada por Venezuela, Arabia Saudita, Kuwait, Irán, Irak, Indonesia y Qatar; a la que posteriormente se unieron casi todos los países productores del Tercer Mundo.

Las negociaciones iniciadas poco después concluyeron en los acuerdos de Teherán, de 1964, y Trípoli, de 1971, y su impacto en el mundo contemporáneo culmina en los acontecimientos derivados de la guerra árabe-israelí de 1973, en los cuales la influencia mundial de los países productores, al utilizar el petróleo como arma política, termina así, por ahora, el largo itinerario de reivindicaciones: aumento de sus ingresos por *royalties* o regalías, participación en beneficios, nacionalización parcial o total, aumento de los *posted prices* o precios de referencia y de los precios reales, etc.

Los países de la OPEP han multiplicado casi por 10 sus rentas por barril de petróleo producido, al pasar sus ingresos de unos 2,5 centavos de dólar por galón a 24 en los últimos cuatro años. Según estimaciones del FMI, sus beneficios en 1974 han sido inferiores a lo calculado tiempo atrás, pero han alcanzado los 54.000 millones de dólares.

El embargo, la reducción de la producción y los enormes aumentos de precios se producen en un momento en el que solamente las ocho grandes compañías internacionales controlaban el 70 por 100 del negocio mundial del petróleo en producción y ventas. A pesar de ello, no fueron capaces de garantizar los suministros en el momento de la crisis, y aún ahora no pueden asegurar un futuro sin riesgo para los mismos.

Como puede verse en el cuadro adjunto, los precios reales del crudo tipo Arabia ligero subieron un 49 por 100 de 1970 a 1973, y unas cinco veces desde comienzos de 1973 a finales de 1974.

Nuestro compañero Francisco Bustelo, uno de los pioneros de los estudios económicos y empresariales en España, observaba con original agudeza en marzo de 1974 (2) que, paralelamente al aumento de precio del petróleo, se han registrado también fuertes aumentos en los precios de muchas materias primas, y especialmente en el oro, que antes de declararse en agosto de 1971 la no convertibilidad del dólar tenía un precio oficial de 35 dólares la onza, y

CUADRO 1

Variación de los precios del crudo tipo Arabia ligero de 1970 a 1975 (Dólares por barril.)

Fecha	Precio de referencia	Precio medio real de mercado
Octubre 1970 .....	1,80	1,38
Febrero 1971 .....	2,28	1,70
Enero 1972 .....	2,48	1,85
Enero 1973 .....	2,59	2,05
Abril 1973 .....	2,74	2,15
Octubre 1973 .....	5,12	3,65
Diciembre 1973 .....	5,04	4,10
Enero 1974 .....	11,65	8,40
Febrero 1974 .....	11,65	10,00
Noviembre 1974 .....	11,25	10,46

Memoria de la Delegación del Gobierno en el Monopolio de Petróleos.

había rebasado a finales de febrero del 74, en el mercado de Londres, el precio de 170 dólares la onza.

Medidos en oro, los aumentos de precio del petróleo resultan mucho menores que medidos en cualquiera de las monedas de los países compradores. Después de haber llegado a final de año a 197,5, el oro se cotiza ahora, en mayo de 1975, a 175 dólares la onza, lo que significa exactamente cinco veces el precio oficial de 35 que tenía antes del 15-8-71, y completamente comparable con el aumento del precio del petróleo.

A juicio de Bustelo, aunque es evidente que el conflicto árabe-israelí fue el determinante de la intensidad y las modalidades de la crisis, constituiría un grave error suponer que una vez terminado el conflicto habría quedado resuelto satisfactoriamente para los países consumidores el problema de la inserción del petróleo árabe en el comercio internacional, en condiciones de precio y cantidad satisfactorias para los países consumidores.

Estima que existe otra causa más profunda, que amenaza con agravarse a medida que transcurra el tiempo y con persistir aún después de terminada la guerra, cual es el derumbamiento del sistema, basado en los acuerdos adoptados en la Conferencia de Bretton Woods, en 1944, que condujeron a la creación del Fondo Monetario Internacional. Falló el s

monetario así creado, y el fallo fue definitivo cuando los Estados Unidos de América del Norte decidieron, en agosto de 1971, que el dólar había dejado de ser convertible en oro. Desde esa fecha, puede decirse que el mundo se ha quedado sin un valor monetario de referencia, que afectó principalmente a los países árabes, junto a otros, que con el rápido crecimiento de su producción petrolífera habían pasado a tener grandes excedentes en su balanza de pagos. Hasta entonces, en cierto modo, estos países cambiaban sus reservas subterráneas de petróleo en reservas de oro, pero a partir de la desaparición del sistema de Bretton Woods esta contrapartida pasaba a tener un valor económico incierto, y, en todo caso, con la inflación que domina al mundo entero, iban perdiendo valor sucesivamente.

Desde comienzos de 1974 hasta ahora, las materias primas básicas han tenido un marcado descenso de sus precios, algunas, como el cobre y el cinc, han bajado a menos de la mitad. La única excepción es el azúcar, que ha subido un 30 por 100.

La gran incógnita es lo que va a suceder con el precio del petróleo, que se mantiene relativamente invariable, aun cuando con una leve tendencia a la baja, en los últimos meses.

Bustelo opinaba hace un año que, si se había disminuido la oferta de petróleo solamente en un 7 por 100 y como esta energía era solamente el 46 por 100 del consumo mundial de energía primaria, la insuficiencia total de energía ofrecida al mercado debía ser tan sólo del 3 al 4 por 100, cifra que, sin duda alguna, es inferior a la de la energía que se despilfarra por mala o innecesaria utilización y que además, en parte importante, podía compensarse con una explotación más intensa de otras fuentes.

La realidad vino a confirmar esta hipótesis, ya que como consecuencia de las políticas establecidas por los principales países consumidores (aumento de producción propia y reducción de importaciones) hace ya muchos meses que ha desaparecido, a corto plazo, la preocupación por los suministros de petróleo, centrándose todo el problema en torno a los precios y olvidando, por el momento, el de las cantidades.

Por otra parte, puede resultar paradójico que junto a la preocupación de sucesivas elevaciones en el precio del petróleo se apunta

ya la contraria, es decir, el temor de que un descenso del mismo pueda amenazar inmediatamente o a más largo plazo la puesta en producción y utilización de nuevas fuentes de petróleo y gas o de otras energías de sustitución. De ahí la insistencia en la fijación de precios mínimos.

En la práctica, el petróleo no se usa en crudo, sino destilado en forma de múltiples productos, que han ido cambiando con el tiempo desde la época romántica, en la cual el uso masivo era el del keroseno o petróleo lampante.

#### CUADRO 2

Descomposición de un barril de petróleo crudo.  
(Tanto por ciento.)

Productos	EE. UU.		España		Francia
	1920	1963	1970	1980	1975
Gasolinas y naftas ...	26,1	44,1	14,0	22,7	17,0
Keroseno .....	12,7	5,1	4,2	4,6	
Gas-oil .....		23,9	18,7	18,0	33,0
Fuel-oil pesado .....	48,6	8,7	47,2	40,4	38,0
Otros productos, consumo de refinerías y pérdidas .....	12,6	18,2	15,9	14,3	12,0
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Facts about oil (A.P.I., 1964), CAMPSA, PEN y revista *Entreprise*.

El barril de petróleo es como un cerdo que se trocea y utiliza por completo. Algunos de los productos refinados no son fácilmente sustituibles, tales: las gasolinas, gas-oil, carburante de reactores, etc.; otros, sí: como el fuel-oil, y de ahí que desde sus comienzos, tanto las compañías productoras como los propios Estados o Gobiernos de los países consumidores, hayan dado muy distinto tratamiento de precios y fiscal a los diversos productos.

Si se venden los carburantes a precios muy superiores al promedio del crudo, aún después de un largo proceso: exploración, producción, transporte, refinado y distribución, puede venderse el fuel-oil como combustible de sustitución a precios muy por debajo. Esto que nos parece tan lógico, es más bien el resultado de aplicar una estrategia comercial por la cual no podía venderse un combustible de sustitución más

que a precios inferiores al sustituido, en nuestro caso el carbón; muy barato en los Estados Unidos, no tan barato en Europa. Esta política de eliminación de la competencia, no muy conveniente a largo plazo para nuestras economías, ha ido permitiendo un alza espectacular del consumo de petróleo, a costa en buena parte del carbón.

CUADRO 3

Descomposición del precio final del petróleo en Europa Occidental.

	Sepbre. 73 (\$/barril)	Marzo 75 (\$/barril)
Producción .....	0,20	0,28
Transporte .....	1,06	1,12
Refino .....	0,57	0,82
Distribución .....	2,33	2,45
Beneficio-pérdida .....	0,58	-0,78 (*)
Costes y beneficio industrial.	4,74 (33 %)	3,89 (16 %)
Percepciones de los Gobiernos de países productores .....	2,30 (16 %)	11,33 (46 %)
Percepciones de los Gobiernos de países consumidores .....	7,45 (51 %)	9,26 (38 %)
Precio promedio .....	14,49 (100 %)	24,47 (100 %)

(\*) Increíble, pero así figurado.  
*The Economist*, 26-4-75.

De 1961 al 70, en que la energía primaria en todo el mundo creció un 63 por 100, se dobló el consumo de combustibles líquidos, que pasaron en ese tiempo de significar el 33 al 42 por 100 del total energético. En ese plazo, el carbón aumentó sólo en un 11 por 100, y descendió del 48 al 35 por 100 del total.

En los países de la OCDE el cambio fue parecido, ya que el petróleo pasó de significar el 42 al 53 por 100, mientras que el carbón, por citar solamente otro de los componentes del total energético, descendió del 35 al 21 por 100.

Antes de la última crisis, se esperaba que el mundo llegara en 1985 a consumir del total

de sus necesidades energéticas casi el 50 por 100, con una cifra total de 5.000 a 5.500 millones de toneladas de petróleo, es decir, el doble de la cifra de 1972.

Las reservas probadas de petróleo en el mundo a finales de 1973 eran de 85.000 millones de toneladas, recuperables con la técnica actual. La ubicación de estas reservas, aproximadamente, era la siguiente:

	%
Países de Oriente Medio .....	56
Países de la O.C.D.E. (incluido Estados Unidos y Canadá) .....	10
Rusia, países satélites y China .....	16
Resto del mundo .....	18
<b>Total .....</b>	<b>100</b>

Los países de la OPEP tienen en su territorio casi el 80 por 100 de las reservas petrolíferas, y su producción significaba, antes de la crisis, el 60 por 100 de la mundial.

Las reservas estimadas en todo el mundo, en esa fecha, eran de 500-600 mil millones de toneladas, recuperables al 40 por 100 con la técnica actual.

Uno de los efectos de la crisis y de la reducción del consumo e importaciones de petróleo ha sido la drástica reducción del transporte marítimo, que ha influido no solamente en la continua baja de los fletes, sino en la retirada de servicio de muchos buques. Actualmente hay 303 petroleros amarrados en el mundo, con un total de 20,8 millones de TPM (toneladas peso muerto), es decir, un 8 por 100 del tonelaje total en servicio. Las anulaciones de órdenes de construcción han alcanzado a 93 petroleros, con un total de 23,1 millones TPM. Estas cancelaciones de contratos de construcción han afectado principalmente a los astilleros alemanes, japoneses y españoles. De los 80 superpetroleros de más de 300.000 TPM en construcción, 60 no tienen flete seguro en el futuro, o bien éste es incierto (3). Y aún las cosas se pondrán peor para los armadores después de la próxima apertura del Canal de Suez.

Recordemos que la flota petrolera mundial estaba constituida a finales de 1974 en la forma siguiente:

— 3.531 buques tanque con 253,3 millones de TPM.

- 381 buques de transporte combinado con 41,3 millones de TPM.

de los buques anteriores, 3.638 (con tonELAJE superior a 10.000) estaban asignados al transporte petrolero, con un total de 255,8 millones de TPM.

Así también es sabido que el petróleo pasó a ser la primera mercancía en el comercio marítimo internacional en el año 1970 en que el transporte de petróleo igualó, por primera vez, al de todo el resto de las mercancías transportadas por los mares del mundo en dicho año. Tal proporción llegó a 1,1 en 1973, último año de relativa normalidad. (Si el tráfico se cuenta en toneladas por milla, la relación fue de 2, aproximadamente) (4).

### Nuevas perspectivas.

Según las previsiones de un reciente estudio (5) en los 24 países de la OCDE, si los precios reales del petróleo crudo importado no varían sensiblemente con relación a su nivel a finales de 1974, la parte del petróleo en el consumo total de energía bajaría del 55 por 100, según las previsiones anteriores, a cerca del 45 por 100, o menos aún, en 1985. Esto corresponde a un crecimiento del consumo total de energía primaria del 3,5 al 4 por 100 en lugar del 5 por 100 anual, como antes se estimaba. La zona de la OCDE cubriría sus necesidades de petróleo con producción propia en más de un 56 por 100.

En 1980 el petróleo significaría el 47 por 100, de lo cual su mitad sería producción propia.

En la CEE las previsiones actuales son las de reducir la perspectiva de 1985 con un 64 por 100 de participación del petróleo en el consumo energético total a solamente el 41 ó 44 por 100, según la hipótesis de base (en 1973 fue el 61,4 por 100).

Antes de producirse los últimos acontecimientos ya existía en todo el mundo una preocupación por el agotamiento de las reservas de los combustibles fósiles. Ahora tal preocupación se ha aumentado, y el mundo occidental, especialmente, busca con ansiedad, junto a nuevas energías, nuevas fuentes de aprovisionamiento de las que ahora utiliza y ubicadas a ser posible al alcance de su dominio y lejos de los lugares de conflicto. Ejemplo de ello es

el hallazgo y rápido desarrollo de los campos de petróleo y gas en el Mar del Norte.

El coste de las instalaciones para la producción de un barril por día en el Mar del Norte alcanza cifras del orden de 5.000-7.000 dólares, en comparación con las instalaciones de producción en Oriente Medio, en donde solamente cuesta 500-700 dólares. Con estos costes de inversión y los correspondientes de explotación, las compañías estiman un precio mínimo de 8 a 9 dólares por barril como mínimo para obtener unos beneficios normales. De ahí la paradoja de que sea su principal preocupación la posible disminución del precio actual de los crudos.

Existen aún en tierra firme grandes regiones sedimentarias en las que aún no se han hecho prospecciones petrolíferas, que, como es sabido, van precedidas de estudios geológicos o geofísicos que permiten encontrar las estructuras propicias a los yacimientos de petróleo o de gas, pero que luego necesitan ser comprobadas por medio de sondeos. El ideal sería encontrar métodos, como las técnicas de interpretación de datos sísmicos que, parece ser, permiten distinguir los ecos o respuesta devueltos por las rocas, de los que producen los líquidos y gases (6).

Junto a ello, se apunta para el futuro la puesta a punto y empleo de técnicas de tele-detección desde vehículos espaciales o aviones. Satélites y aviones, aparatos fotográficos y registradores, y sobre todo, lo más difícil, interpretación de datos.

Entre tanto, se han mejorado notablemente los métodos de sondeo, como el hidrodinámico a gran velocidad, en los cuales se puede llegar a los 8.000 m de profundidad.

Uno de los últimos ejemplos ha sido el reciente hallazgo de petróleo y gas en Malossa, Valle del Po (Italia), a una profundidad de 6.000 m.

Además de la exploración terrestre, se prosigue sin descanso la de las plataformas marinas continentales (*off shore* o costa fuera, como dicen los americanos de nuestra lengua), donde se estima que puede encontrarse tanto petróleo y gas como en los continentes.

La prospección geológica es más sencilla en el mar que en la tierra firme, mientras que la realización de los sondeos y las instalaciones de producción y su mantenimiento y explota-

ción mucho más difíciles, arriesgados y costosos.

Por no citar más que los sondeos, éstos pueden realizarse mediante plataformas con patas o apoyos replegables, barcasas semisubmersibles o buques anclados, hasta una profundidad de 200 m. A más profundidad, que hoy puede llegar a cerca de 1.000 m, por medio de barcasas o buques con posicionado dinámico. Se piensa que estos métodos podrán pronto extrapolarse hasta 2.000 ó 3.000 m de calado y que así se podrán descubrir y explotar nuevos yacimientos en grandes cuencas sedimentarias próximas a las costas.

Paralelamente se trabaja en el campo de la recuperación secundaria para conseguir obtener mayor cantidad de petróleo de los pozos y yacimientos en explotación, donde, hasta ahora, no se sacaba más que el 30 por 100 de su contenido. Mediante la inyección de fluidos, en muchos casos gas de yacimientos próximos, se puede llegar a obtener el 40 por 100 y aún más.

Otro campo de experiencias y esperanzas lo constituyen las pizarras y arenas bituminosas, de las que son conocidas reservas con un contenido de petróleo de cerca de 50.000 millones de toneladas (otros autores elevan esta cifra nada menos que a 250.000 millones de toneladas, solamente en las pizarras). Para su explotación, aparte del coste que ahora parece competitivo, existe el inconveniente del deterioro del medio ambiente por los humos y escombreras. De ahí que se investiguen métodos de recuperación o producción *in situ* más económicos y sin los inconvenientes citados.

En Estados Unidos, ya desde 1972, existen explotaciones de arenas bituminosas con una producción de unos 2,6 millones de toneladas por año de petróleo.

Las estimaciones de coste para la extracción de petróleo de arenas y pizarras varían de 4 a 7 dólares por barril y de 0,20 a 0,30 pesetas por termia el gas producido.

## España.

La moderna historia del petróleo en nuestro país no comienza hasta los años 1870, fecha en que el comercio de las llamadas "cajas petroleras" (petróleo lampante o keroseno traído del oriente europeo) toma una cierta importan-

cia, al igual que se registra ya en casi todos los puertos peninsulares la existencia de pequeñas destilerías para el tratamiento de dicho producto (7).

En 1881 la sociedad francesa Minas de Peñarroya instala en Puertollano una destilería de pizarras bituminosas, antecedente de la que años más tarde construiría la Empresa Nacional Calvo Sotelo (ENCASO).

El año 1912 será el de la puesta en servicio de la primera refinería propiamente dicha, la de Cornellá (propiedad de Sabadell y Henry, futuros partícipes de CAMPSA), productor de lubricantes ferroviarios.

En 1920 se suprimen los derechos diferenciales de aduana entre los crudos y los productos refinados, y se establecen en España la Shell (S.P.E. Shell), primera en instalar aparatos surtidores y en la venta de gas-oil y fuel-oil, y la ESSO, cuya filial es la Bedford Ibérica.

Tres años después se constituye en Palma de Mallorca la Sociedad de Petróleos Porto Pi (P.P.P.), con participación de la Banca March y capital francés.

Esta corta historia culmina en 1927 con la instauración, por iniciativa de Calvo Sotelo, Ministro de Hacienda del General Primo de Rivera, del Monopolio Estatal de Petróleos. Por su previsión y clarividencia damos a continuación un breve resumen de sus objetivos:

- a) Intensificar y estimular los trabajos de sondeo encaminados al alumbramiento de petróleos naturales en el subsuelo de España.
- b) Impulsar el establecimiento de la destilación de residuos de la hulla, lignitos, turbas y pizarras carbonosas, así como el aprovechamiento del bencol producido en las fábricas de gas.
- c) Adquirir alcoholes nacionales para fabricar combustibles líquidos por medio de su mezcla con gasolina, cuando así convenga al interés general.
- d) Procurar la formación de técnicos especialistas en todas las industrias concernientes al petróleo.
- e) Constituir stocks de petróleo que sean suficientes para atender las necesidades del consumo comercial e industrial del país durante cuatro meses y las de la defensa nacional durante un año.
- f) Dotar al monopolio, en el plazo de cinco años, de medios propios para el transporte

mativo de los petróleos que importe del extranjero.

h) Establecer gradualmente la industria del refino, a fin de que en el primer quinquenio pueda quedar implantada como mínimo la del 80 por 100 de los productos petrolíferos que se consuman en el país.

i) Adquirir yacimientos petrolíferos en los países productores, y especialmente en los de América española, ya mediante compra directa ya por medio del control de las sociedades propietarias.

j) Organizar una red distribuidora de los petróleos, gasolinas y demás productos monopolizados, por el territorio a que extienda su jurisdicción el monopolio.

k) Abonar mensualmente al Estado unas ciertas cantidades en concepto de anticipo a cuenta de los beneficios anuales que produzca el monopolio, calculados en ciertas proporciones y con sujeción a las reglas que establezca el contrato.

l) Organizar, con cargo a la Renta, un servicio especial de vigilancia para la represión del contrabando.

Los factores que se destacan son los de la Industria y Defensa, y sus fines fundamentales el fiscal, la flota propia y la adquisición de yacimientos, sobre todo en América española (uno de los grandes sueños de Calvo Sotelo), y el refino.

El mismo año se creó la Compañía Administradora del Monopolio de Petróleos (Arrendataria a partir de 1947). CAMPSA se encargaría de llevar a cabo todos los objetivos expuestos en la Península e Islas Baleares, excepto en Canarias, en que se creaba un régimen propio. Con ello España encabezaba, junto con Francia, un esfuerzo estatal petrolero de nuevo estilo en Europa.

Entonces el Estado español no sabía aún administrar empresas al estilo de los individuos y grandes grupos privados, y de ahí que recurriera a la solución del arrendamiento de un servicio público a una empresa mixta, con sólo el 10 por 100 del capital estatal y regida o controlada por particulares y sus intereses, en muchos casos. Dentro de la genial creación de Calvo Sotelo y al cabo de cincuenta años, con el desarrollo que han tenido después las empresas públicas, esto nos parece hoy un fallo del sistema.

CAMPSA compra petróleo en Estados Unidos, Rusia y Rumania. Tiene la enemistad o el boicot de las grandes compañías, que perdura hasta casi el año 1936.

La primera refinería nacional se construye por CEPSA, en Tenerife en 1929.

La Guerra de Liberación casi empalma con la II Guerra Mundial, durante la cual se crea el INI (1941) y ENCASO (1942), con las misiones de extraer hidrocarburos, especialmente lubricantes, a partir de las pizarras bituminosas de Puertollano (más de un millón de toneladas de pizarras y 120.000 toneladas por año de lubricantes).

En 1949 se pone en servicio la refinería de Escombreras.

Poco antes, en 1947, se reconoce por la Ley de 17 de julio la terminación del primitivo contrato Estado-CAMPSA, y se establece, por tiempo indefinido, el papel definitivo de la Compañía Arrendataria. Sin embargo, el conocido viraje en el orden político-económico que supuso el plan de estabilización de 1959, hizo que la corriente de estabilización en el sector pierda terreno para entrar a continuación por una nueva vía de liberalización y de entrada del capital extranjero.

En 1961, una refinería de petróleo, enlazada con el puerto de Málaga por el primer oleoducto civil español, iniciará la sustitución de la explotación de las pizarras bituminosas de Puertollano, que será abandonada en 1965. El relativamente pequeño volumen de sus reservas, la profundidad del yacimiento y, en consecuencia, sus costes de explotación, hacen que, aún hoy día, solamente puedan tener interés como un valor coyuntural y estratégico.

La Ley de hidrocarburos de 1958 abre un capítulo nuevo en la historia petrolera española; a su amparo, aumentaron sensiblemente las actividades de exploración en el interior del país, principalmente por los trabajos de tres grupos: INI, CAMPSA y CEPSA-CIEPSA.

Los resultados son bien conocidos: los escasos yacimientos de Ayoluengo (Burgos) y el gas natural de Castillo (Alava). Mucho después, y con otra escala, el petróleo de Amposta. También participaron en este período algunas compañías extranjeras, sin resultado positivo, cuando menos aparente.

Con dudosa política se conceden a grupos con fuerte participación extranjera e instalan nuevas refinerías: la de Petroliber, en La Coruña.

ña; las de Algeciras, Huelva, Castellón, Tarragona (ASESA para la obtención de asfaltos con crudo de Amposta), Santurce y Tarragona, de ENTASA (hoy ENPETROL).

El abandono de alguna de las principales misiones por CAMPSA aconsejó en 1965 la creación de Hispanoil, cuyos objetivos fundamentales son los de exploración y producción de crudos en el extranjero, asesoramiento y negociación para las compras de crudos de acuerdo con las directrices del Gobierno y promoción de actividades comerciales exteriores, paralelas con el tráfico de crudos.

Las actividades de Hispanoil se desplegaron por todo el mundo: Libia, Kuwait, Irán y Dubai, primeramente, y más recientemente, Egipto, Perú, Ecuador, Argelia, Indonesia, Madagascar, etc. Su inversión hasta 1973 fue de 6.507 millones de pesetas.

Las importaciones de crudo procedían en su 80 por 100 del Golfo Pérsico (50 por 100 de Arabia Saudita) y 15 por 100 de Argelia y Libia.

#### Coyuntura y perspectivas españolas.

La crisis petrolera ha afectado también a España, aunque en lo que se refiere a los suministros y consumo en menor grado que otros países. Prueba de ello es ese sorprendente 7,7 por 100 de aumento de consumo o demanda en 1974 sobre 1973, único positivo entre los países europeos, Japón y Estados Unidos. Bien

CUADRO 4

Variación del consumo de productos petrolíferos.  
(Tanto por ciento.)

Países	1974-73	1973-72
Estados Unidos .....	- 3,7	+ 5,2
Japón .....	- 2,9	+ 13,6
Alemania .....	- 10,6	+ 5,8
Austria .....	- 10,2	+ 8,6
Bélgica .....	- 14,6	+ 3,3
España .....	+ 7,7	+ 23,2
Francia .....	- 5,8	+ 11,6
Holanda .....	- 12,5	+ 5,5
Italia .....	- 0,6	+ 5,4
Reino Unido .....	- 6,7	+ 1,7
Suecia .....	- 8,8	+ 1,9
Suiza .....	- 11,3	+ 8,1

P.I.W., 7-4-75.

es cierto que también el aumento de la demanda española en 1973 sobre 1972, del 23,2 por 100, fue el mayor de todos ellos, inferior al 13,6 por 100, cifra del aumento de la demanda del Japón en dicho año.

CUADRO 5

Producción nacional de petróleo.  
(Toneladas métricas.)

Años	Ayoluengo	Amposta
1964	397	—
1969	154.900 (máx.)	—
1971	125.016	—
1972	139.796	—
1973	111.121	653.721
1974	83.746	1.892.271

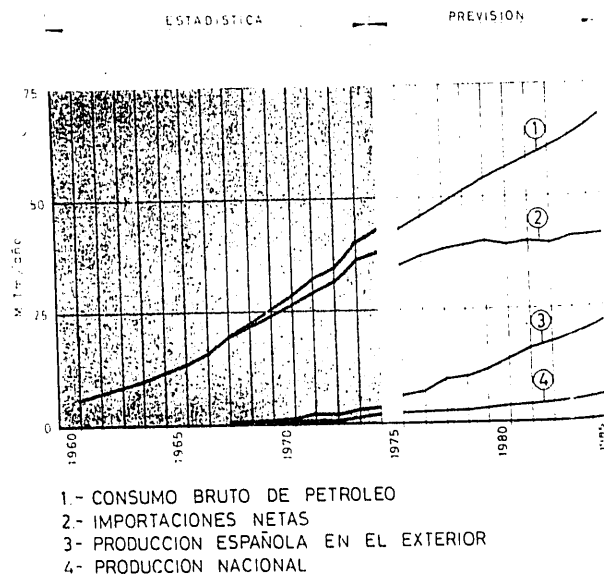
Delegación del Gobierno en el Monopolio de Petróleos

CUADRO 6

Producción de Hispanoil en el exterior.  
(Millones toneladas métricas.)

Países	1973	1974
Dubai .....	2,747	3,023
Libia .....	0,257	0,192
Total .....	3,004	3,215

Delegación del Gobierno en el Monopolio de Petróleos



1.- CONSUMO BRUTO DE PETRÓLEO  
2.- IMPORTACIONES NETAS  
3.- PRODUCCION ESPAÑOLA EN EL EXTERIOR  
4.- PRODUCCION NACIONAL

MEMORIAS DE LA DELEGACION DEL GOBIERNO EN EL MONOPOLIO E HISPANOIL - JORNADAS SINDICALES 1975

Gráfico 2.



Recogemos en un gráfico información diversa sobre la producción nacional, la producción de Hispanoil en el exterior, el consumo bruto de crudo y productos petrolíferos, así como su proyección hasta 1985 y estimaciones de la posible producción nacional y española en el exterior, según cálculos y estimaciones de Hispanoil (8).

Los recursos internos actuales, comparados con nuestras necesidades, pueden considerarse como muy insuficientes. Ahora bien, dado que aún se dista mucho de alcanzar un grado de investigación adecuado, urge una fuerte reactivación de la exploración en el interior del país, que debe tratar de desarrollarse en este período de 1975 a 1985. En el Plan de Exploración de Hidrocarburos en España, aprobado hace unos meses y coincidente en su intención con la nueva Ley de Hidrocarburos, se realizó un meticuloso estudio de todos y cada uno de los posibles objetivos a investigar en la superficie sedimentaria útil española, dedicando especial atención a la fijación de objetivos, capacidad y posibilidades de almacenamiento de hidrocarburos, con todo lo cual se llegó a planificar un programa de exploración que permitirá alcanzar un nivel de investigación adecuado similar al actual de algunos países europeos. La previsión de inversiones en exploración en España en los once años es de 37.378 millones de pesetas, de los cuales, aproximadamente el 70 por 100 será realizado por las empresas del Instituto Nacional de Industria, y el resto, a cargo de intereses privados, tanto españoles como extranjeros.

Los resultados de este esfuerzo en producción de crudo se recogen en el gráfico antes citado. Se espera alcanzar una producción de 5 millones de toneladas por año en 1985.

Paralelamente a esta actividad ya iniciada en el interior del país, el Gobierno dedica especial interés y empeño a la exploración y producción española en el extranjero. Esto es objeto del Plan General de Hispanoil en el extranjero, cuyos resultados se recogen también en el gráfico indicado; se espera llegar a una producción en 1985 de 21,5 millones de toneladas de crudo en el año. La previsión de este Plan durante los once años, en cuanto a inversiones, es de 31.308 millones de pesetas.

El conjunto de producción nacional y exterior por Hispanoil suma, en las previsiones, 20,2 millones de toneladas en 1985, lo que sig-

nifica el 38,6 por 100 del consumo bruto español previsto.

Junto a las acciones anteriormente indicadas, España se dispone a afrontar los problemas que se derivan de la actual coyuntura energética mundial, con las medidas aprobadas por el Gobierno el 24 de enero pasado, entre las cuales figuraba el Plan Energético Nacional, propuesto por el Ministerio de Industria, cuyos objetivos, en lo que se refiere al petróleo, pueden resumirse así:

- Sustituir los productos petrolíferos en todas aquellas utilizaciones en que es técnica y económicamente viable, dentro de las limitaciones de la oferta de energías alternativas.
- Dotar al país de la capacidad de refino necesaria para satisfacer las necesidades nacionales, adaptando, además, nuestras refinerías a la nueva estructura de la demanda de productos petrolíferos.
- Producir las calidades de productos petrolíferos que requiera la mayor exigencia en materia de conservación del medio ambiente.
- Perfeccionar la infraestructura de la red de distribución de productos petrolíferos mediante la expansión y mejora de las instalaciones y medios actuales.

La inversión prevista en refino y transporte, acumulada a las de exploración antes citadas, suman 147.000 millones de pesetas.

A este respecto creemos de interés citar a continuación algunos otros datos estadísticos.

El petróleo significó en el comercio exterior de España (en 1973) el 12,5 por 100 del total de importación y el 3,8 por 100 de las exportaciones. La relación entre el valor de las exportaciones de petróleo y las importaciones fue del 16,2 por 100.

La capacidad total de las refinerías españolas en 1974 era de 50,7 millones de toneladas, pronto se incrementará con la de Tarragona a 57,7.

La proporción del crudo de petróleo, destilado y dedicado a usos no energéticos fue en 1973 de un 7 por 100, y de ello, el que correspondió a la industria petroquímica fue el 3,7 por 100 del consumo total.

La flota petrolera española estaba formada a finales de 1974 por:

- 36 buques para el transporte de crudos, con un total de 3,8 millones de toneladas.
- 3 buque *obos* o mixtos, con 0,4 millones de TPM.
- 63 buques para el transporte de productos refinados con 0,5 millones de toneladas.

La capacidad total de almacenamiento entre refinerías y CAMPSA, en igual fecha, era aproximadamente de 15 millones de metros cúbicos, o sea, unos 12 millones de toneladas, lo que equivale a casi el 30 por 100 del consumo bruto del último año y a más de tres meses de funcionamiento del sistema.

### GAS NATURAL

La industria del gas nace a comienzos del siglo XIX, basada en la destilación de la hulla, bien en las fábricas de gas del alumbrado (como inicialmente se denominó, hasta hace poco tiempo en que se conoce como gas ciudad o manufacturado). Este gas, manufacturado a partir del carbón, estaba tendiendo a desaparecer, aunque ahora es posible que vuelva a resurgir en otras formas (GNS), en razón de la crisis petrolífera; pero, sin embargo, la corriente en los últimos años ha sido la de convertir sus fábricas para el empleo de productos petrolíferos, ultimamente naftas o gasolinas no carburantes.

Los gases de horno alto son un subproducto de la fabricación del arrabio y por su reducido poder calorífico, unas 900 Kcal/m<sup>3</sup>, no pueden transportarse a grandes distancias. En Europa se han destinado más o menos en partes iguales a consumos de la propia siderurgia, calentamiento de los hornos de coque y en la producción de electricidad (1).

Los gases de coquería son también una producción *fatal* asociada a la fabricación principal de las coquerías siderúrgicas. Su producción y empleo tiene características parecidas a las de los gases de horno alto. Los llamados gases de refinería son prácticamente también un subproducto de las mismas, y han sido y siguen siendo utilizados para las necesidades propias de las refinerías o por la industria química y otras industrias localizadas en las proximidades de aquéllas.

### CUADRO 7

Clasificación de los gases combustibles según norm UNE 60.002.

Familia	Grupo	Indice de Wobbe
Primera ...	A) Gas ciudad o manufacturado.	5.700- 6.700
	B) Gas de coquería.	6.200- 7.500
	C) Gases de mezcla hidrocarburo-aire.	5.700- 6.500
Segunda ...	Gases naturales y mezcla rica de hidrocarburo-aire.	9.860-13.800
Tercera ....	Gases licuables del petróleo (propano y butano.)	18.500-22.070

$$\text{Indice de Wobbe } W = \frac{P_s}{d}$$

$P_s$  = poder calorífico superior en Kcal.

$d$  = densidad sobre el aire.

En 1821 se perforó el primer pozo de gas natural comercial en Fredonia (Nueva York), y tres años después toda la pequeña ciudad usaba ese combustible para alumbrado y calefacción, treinta y cinco años antes de que Drake perforase con éxito el primer pozo de petróleo utilizado comercialmente.

Sin embargo, hay que llegar hasta 1918 para señalar la fecha del descubrimiento en Tejas del gigantesco yacimiento de gas natural de Panhandle, a partir del cual empieza la verdadera historia del gas natural, cuyo desarrollo, paralelo en cierto modo al petróleo, diverge de éste en aquellos países productores en los que aún no se aprovecha tan preciado combustible.

Estados Unidos, Canadá y Rusia; 1938, Valle del Po (Italia); 1951, Lacq (Francia); 1956, Hassi-R'Mel (Argelia); 1959, Groningen (Holanda); 1971, Frigg (Mar del Norte), etc, y otros países como: Rumania, Méjico, Venezuela, Argentina, Irán, Libia, etc.

El gas asociado al petróleo ha de extraerse con éste. Si no se utiliza se quema en la antorcha de la planta de separación. Ahora se empieza a emplear en reinyección en los pozos para aumentar la producción petrolera de éstos.

El desarrollo del transporte y distribución del gas natural ha ido unido al de la técnica

de proyecto y construcción de los gasoductos, si cuyas tuberías su venta y utilización no podían realizarse a mucha distancia de los yacimientos. Sin embargo, este transporte, aún posible a distancias de miles de kilómetros, era obviamente terrestre o continental.

Hasta 1964 no se realizó el primer transporte marítimo de gas natural en forma líquida. El "Methane Pioneer" hizo su primer viaje a Canvey Island (Inglaterra) con un cargamento de GNL, procedente de Argelia.

Es sabido que el gas natural es incondensable bajo presión a temperatura ambiente. Se licua a presión atmosférica a  $-161^{\circ}\text{C}$ , con reducción de volumen de 1/600.

Hoy día están en funcionamiento bastantes cadenas de suministro: yacimiento-gasoducto-planta de licuación-buques metaneros-terminal de regasificación-gasoductos..., y existe en el mundo una flota importante, aunque todavía relativamente pequeña si se compara con la petrolera.

Actualmente hay en servicio 20 buques metaneros, con una capacidad total de 1,046 millones de metros cúbicos de capacidad de carga, es decir, de GNL. Se hallan en construcción otros 46 buques, con una capacidad total de 5,473 millones de metros cúbicos. Puede verse que, así como la dimensión media de los metaneros en servicio es de 52.300 m<sup>3</sup>, la de los

que se encuentran en construcción es mucho mayor: 120.000 m<sup>3</sup>.

El coste de transporte por gasoducto es de unas cuatro veces el de los oleoductos en términos de energía, e igual proporción existe entre el coste de transporte de gas licuado por metanero y del petróleo en buques tanque.

El gas natural es una mezcla de diversos hidrocarburos saturados, y en primer lugar, el metano (CH<sub>4</sub>) en proporción variable, del 66 por 100 (Libia) al 98 por 100 (Dachava-Rusia), junto a éste: etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), etc.

Así, como no hay pozos de petróleo sin "destilados", es decir, gases asociados incondensables a baja presión, es raro que un yacimiento de gas no dé "condensados", o sea, productos líquidos. El gas que producen los pozos petrolíferos se llama "asociado"; el de yacimientos independientes: "seco".

Son conocidas las propiedades del gas natural similares a los gases tradicionales y con un alto poder calorífico. Su composición constante y ausencia de impurezas se traduce en facilidad y flexibilidad de empleo con sencilla regulación para toda clase de usos térmicos, tanto domésticos como industriales, y dentro de éstos, también como materia prima de la industria química o mediante *cracking* o des-

CUADRO 8

Composición de algunos gases naturales.  
(Tanto por ciento.)

Origen .....	Libia		Argelia Arzew (*)	Francia Lacq	Italia Cortemaggiore	Holanda Groeningen	Venezuela Maracaibo	EE. UU. — Gulf Coast	Rusia — Dachava
	Marsa el Brega (*)	Barcelona (emisión)							
Metano .....	66,2	81,9	87,0	69,2	95,9	81,5	78,1	93,5	98,0
Etano .....	19,8	12,4	9,3	3,3	1,4	2,7	9,9	3,8	0,7
Propano .....	10,6	3,8	2,3	1,0	0,4	0,5	5,5	1,2	—
Etano .....	2,3	1,4	0,3	0,6	0,3	0,1	2,8	0,6	—
Hidrocarburos superiores ...	0,2	0,2	0,4	0,5	—	—	2,1	—	—
Óxígeno .....	0,9	0,3	0,7	0,6	1,8	14,5	1,2	—	1,2
Hidrógeno .....	—	—	—	9,6	—	0,7	0,4	0,5	0,1
Sulfuro sulfhídrico .....	—	—	—	15,2	—	—	—	—	—

(\*) GNL ex planta de licuación.

El gas natural y sus aplicaciones industriales. G.N.S.A., 1970.  
(Los datos de Arzew, actualizados.)

hidrogenación en las plantas de prerreducidos de las siderurgias basadas en hornos eléctricos.

El precio del gas fue afectado por la circunstancia de ser inicialmente un subproducto del petróleo. En Estados Unidos, hasta hace pocos años, era, en pozo, el equivalente de 0,03 a 0,06 ptas./termia y al consumidor, variable según el transporte, de 0,08 para usos industriales a 0,20 para usos domésticos. (Compárense estos precios con el de 0,10 ptas./termia a que equivalía el fuel-oil industrial a 1.000 pesetas la tonelada.)

En Europa, la situación ha sido parecida hasta hoy. En España, como luego veremos, el contrato de GNL procedente de Libia ha tenido un precio hasta 1974 de 0,10 ptas./termia CIF Barcelona, a pesar de la elevada proporción de GLP: 20 por 100 etano y 13 por 100 butano-propano, que lo hace más rico y valioso.

Sin embargo, la crisis del petróleo, su escasez y aumento de precios ha repercutido en los precios del gas, con la desventaja para éste de que al ser su uso directo y no fraccionado en diversos productos como el petróleo, no cabe el recurso de fijar diversos precios, según su utilización (específica o de sustitución). Por ello, la tendencia a equiparar el precio del gas al del petróleo en términos de energía no tiene grandes perspectivas. Más lógico es establecer

su correlación con el precio del fuel-oil industrial o ligero, según los casos y con un solo precio por mejor calidad (facilidad de empleo y no contaminación). Sin olvidar el distinto tratamiento fiscal que, en general, tienen los combustibles líquidos y gaseosos en todos los países.

La proporción del gas natural en el conjunto de gases energéticos en Europa Occidental ha pasado del 19,2 por 100, en 1960 al 22,2 por 100, en 1965 (2), y al 45 por 100, en 1970.

Mucho más acusado ha sido el cambio en la evolución de la proporción del gas natural dentro del conjunto de la energía primaria, que en Europa Occidental ha pasado del 8 por 100, en 1970, al 35 por 100, en 1974.

En los Estados Unidos era el 35 por 100 en 1970, y, en cambio, ha disminuido al 30,4 por 100 en 1974.

En todo el mundo, el gas natural significaba el 19 por 100 en 1970, y ha pasado a ser el 21,3 por 100 en 1974.

Las reservas y la producción mundial se distribuían como se indica en el cuadro 9.

Como puede verse, no es tan marcada la localización de las reservas y la producción del gas en los países del Tercer Mundo (no decimos miembros de la OPEP, porque esta organi-

CUADRO 9

Reservas y producción mundial de gas natural.

Z O N A S	Reservas probadas al 31-12-73 (*)		Producción comercializada en 1974 (**)	
	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	%	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	%
América del Norte .....	8.870	16,3	721,2	53,7
América del Sur .....	2.050	3,8	38,5	2,9
Europa Occidental .....	4.540	8,3	163,2	12,1
Europa Oriental .....	18.940	34,7	312,3	23,2
Africa .....	5.510	10,1	33,4	2,5
Criente Medio .....	11.900	21,8	39,5 (***)	2,9
Asia-Oceanía .....	2.730	5,0	35,9	2,7
<i>Total</i> .....	<u>54.540</u>	<u>100,0</u>	<u>1.344,0</u>	<u>100,0</u>
<i>Total en 1974</i> .....	62.182			

(\*) L'industrie du gaz dans le Monde. Instituto Francés del Petróleo. Editions Technip, janvier 1975.

(\*\*) Le gaz naturel dans le Monde en 1974. CEDIGAZ, avril 1975.

(\*\*\*) No figura y lo deducimos por diferencias. La producción bruta ha sido de 135 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> (reinyectado y quemado en antorcha casi 100.000 M).

zación todavía no ha integrado a los países productores de gas ni se ocupa oficialmente de esos problemas), como ocurre con el petróleo. En los países solamente tienen menos del 40 por 100 de las reservas probadas de gas, y su producción no llega aún al 10 por 100 de la mundial. (Cifras que comparamos con las de 8 y 60 para el petróleo como citamos más arriba.) Esto contribuye, evidentemente, a dar un carácter muy distinto a la geopolítica del gas natural frente a la que tiene el petróleo (3 y 4).

La relación reservas-producción ha oscilado del 31 al 36 por 100 en los últimos cinco años. Estas cifras son ligeramente superiores a las que corresponden al petróleo.

### Nuevas perspectivas.

En cuanto a previsiones, en el estudio antes citado al tratar del petróleo, se estima un consumo de gas natural en los países de la OCDE, que llegará, en 1980, a 23,6 por 100 de la demanda energética total, y en 1985, al 22 por 100. A su vez, esta cifra de necesidades de gas natural se cubrirá en esta última fecha, aproximadamente, con el 90 por 100 de producción propia de la zona, es decir, con muchísima menor dependencia del exterior o de las importaciones que en el caso del petróleo.

En la CEE solamente, la parte que se espera cubrir con gas natural de las necesidades energéticas en 1985 estará comprendida entre el 20 y el 23 por 100 del total, según la hipótesis.

Junto a la política general de exploración de nuevos yacimientos, contratos de suministro y, paralelamente, la puesta en práctica de métodos para evitar el despilfarro de esta energía, al igual que con el petróleo, se desarrolla en todo el mundo, y muy particularmente en los principales países occidentales, la búsqueda y presta a punto de nuevas tecnologías, que permitan superar la crisis actual y garantizar la satisfacción futura de las necesidades energéticas.

Entre ellas se encuentra el mejoramiento de las técnicas de licuefacción, transporte (metaneros y puertos, tanto en lo económico como en la seguridad) y almacenamiento (tanto en superficie, licuado, como en forma de gas en yacimientos subterráneos: rocas porosas o cavidades salinas).

La conversión del gas en metanol (alcohol

metílico) es más costosa que la licuación, pero su transporte marítimo más económico por cuanto, a pesar de la dificultad de ser altamente corrosivo y tóxico, puede llevarse a presión y temperatura ambiente en buques petroleros. En el balance y comparación de ambos términos resulta que el transporte del gas en forma de metanol, para usos energéticos, es más barato que el GNL para distancias de 6.000 a 8.000 millas, y por ello, hay que pensar que en un próximo futuro de no subir de nuevo, y en cierta entidad, los precios del petróleo, no tendrá aplicación este sistema.

En cuanto a los trabajos de prospección, exploración y explotación, el gas es comparable al petróleo, y vale para el mismo cuanto se ha dicho con anterioridad.

Queda por explotar y aún por investigar el gas incluso en rocas "estancas". Como siempre ocurre, en Estados Unidos solamente hay inmensas reservas de este gas, que, según parece, son mayores que todas las reservas de gas conocidas y recuperables normalmente.

Al existir en el mundo tan enormes reservas de carbón y por ser más sencillo y barato su gasificación que su licuefacción, este es un campo en el cual se realizan nuevas instalaciones y se investiga sin descanso. Los gasoductos son el medio o modo de transporte de energía más barato, y esta es otra ventaja de la gasificación del carbón, si el gas obtenido es de alto poder calorífico (GNS) de 3.000 a 8.000 Kcal/m<sup>3</sup> (5 y 6).

Esto se logra hoy con el método o proceso Lurgi: gasificación, purificación y metanización o enriquecimiento. El rendimiento es de 2/3, es decir, se quema 1/3 del carbón. Este calor podría proporcionarse en el futuro por reactores nucleares a alta temperatura refrigerados por gas, economizando así las reservas de carbón disponibles (7 y 8).

El gas de bajo poder calorífico o gas pobre, de 1.500 a 1.800 Kcal/m<sup>3</sup>, aunque sea menos económico de transportar puede utilizarse como combustible en centrales mixtas de vapor, con turbinas de gas o de ciclo combinado, situadas en la proximidad de las plantas de gasificación.

La gasificación *in situ* es, con seguridad, un camino prometedor en el futuro. De este método lo más difícil es el control y la recogida del gas. Los soviets han desarrollado estas técnicas mediante investigaciones iniciadas en 1933.

También en Rusia, y según reciente noticia (9), se ha creado un gran almacenamiento subterráneo de una capacidad de 1,75 millones de metros cúbicos, por medio de una explosión atómica. Este sistema podría ser utilizado ampliamente en el futuro para la creación de depósitos subterráneos, indispensables para regular el transporte de gas por tubería, ya que si no se cuenta con ellos en medida proporcionada a un sistema de transporte, o bien los gasoductos han de ser dimensionados en forma antieconómica, o hay que recurrir al establecimiento de contratos de suministro interrumpibles o de temporada a precio más bajo (\*). Estos suministros interrumpibles no pueden contratarse más que con industrias como las centrales termoeléctricas y fábricas de cemento, que pueden usar en alternativa fuel-oil, o petroquímicas, que lo hagan con naftas.

En el campo de los gasoductos se realizan continuos progresos: turbinas de gas y compresores para mayores caudales y presiones hasta cerca de 300 Kg/cm<sup>2</sup>, automatización, aceros más resistentes para tuberías de hasta 56" de diámetro, soldadura automática en los tajos, revestimientos exteriores e interiores, etc.

Una de las últimas novedades, apenas iniciada en pequeñas tuberías de recogida en los pozos, es el transporte en doble fase, es decir, crudo y gas en la misma conducción, en lugar de separar el gas asociado del petró-

(\*) Una regulación de menor grado, semanal y a veces estacional puede conseguirse con estaciones o terminales de puntas (*peak shaving*) mediante la licuación del gas natural transportado por tubería y almacenado en depósitos criogénicos. Se ha empezado a utilizar desde hace algunos años en Estados Unidos e Inglaterra.

leo en el yacimiento y enviarlo por tuberías separadas (10).

El mayor costo de tener que instalar por separado estaciones de bombeo y compresión que reinyectan los fluidos en la misma tubería es mucho menor que la economía obtenida al utilizar ésta en común.

El petróleo podría también enviarse, dentro de la tubería de gas, congelado en cápsulas rígidas o semirrígidas, según una reciente idea propuesta por E. Jensen del Consejo de Investigaciones Físicas Canadiense (10). Una tubería de 60" equivaldría así a dos de 48", una para petróleo y otra para gas.

### España.

Las fábricas y modestas redes urbanas del gas del alumbrado fueron en nuestra Patria antecedentes de la industria eléctrica que también fijó como objetivo, en sus comienzos, el alumbrado público, comercial y doméstico. La primera fábrica española fue inaugurada en Barcelona en 1842, e inmediatamente se instalaron otras en Madrid y varias ciudades.

En las fábricas de gas, y a partir de 1962, se inició la transformación para producir gas a partir de naftas, en lugar de hulla. También desde 1969 ha comenzado a utilizarse en Barcelona el gas natural como materia prima, es decir, para ser reformado y obtener un gas menos rico, pero intercambiable con el producido anteriormente, manufacturado con naftas.

Los gases de coquerías y hornos altos, así como los gases incondensables de refineries de petróleo, se consumen casi íntegramente en

CUADRO 10

Cases combustibles disponibles para consumo en España. (Millones de Kcal.)

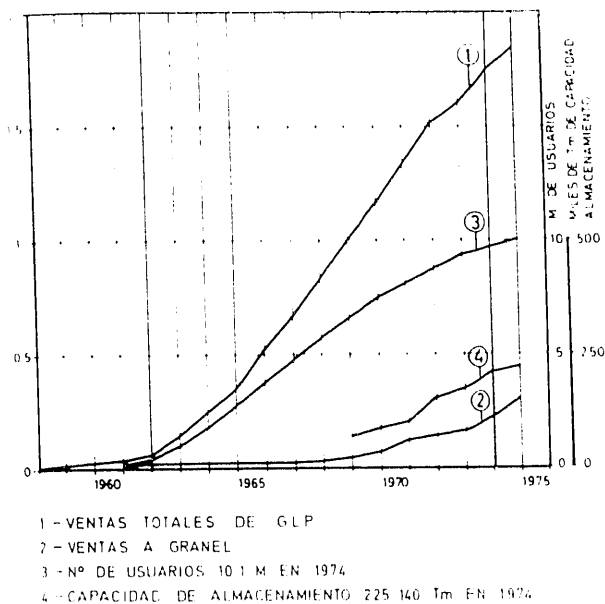
Año	Gas natural	Gas de fábricas	Gas de coquerías	Gas de hornos altos	Gas de refineries	Gases licuados del petróleo	Total
1968	23	2.215	3.102	1.484	566	12.125	19.516
1969	187	2.370	4.372	3.225	550	14.468	25.172
1970	821	2.615	4.318	2.965	873	15.965	27.557
1971	2.250	2.700	4.200	2.900	850	18.100	31.000
1972	4.026	2.712	4.117	3.046	1.139	19.627	34.667
1973	6.450	2.850	4.300	3.000	2.000	21.550	40.150
1974	6.561	3.170	—	—	—	22.382	41.400 (aprox.)

Oilgas, septiembre 1972 y 1974, y Dirección General de la Energía.

Los propios centros productores. Sin embargo, los efectos estadísticos no se incluyen como autoconsumo las cantidades de gas de coque y hornos altos consumidos en talleres del propio complejo siderúrgico para tratamientos térmicos, producción de vapor y con fines de calefacción de locales, así como, por supuesto, los que se destinan a producción de electricidad.

Recogemos a continuación en un cuadro las cifras de consumo de gas en España en los últimos siete años.

La creación de Butano, S. A. (50 por 100 CAMPSA y 50 por 100 REPESA, hoy del INI)



DESARROLLO DE BUTANO S.A. DESDE 1958  
 MEMORIA 1974 Y RUTAS DE BUTANO S.A.

Gráfico 3.

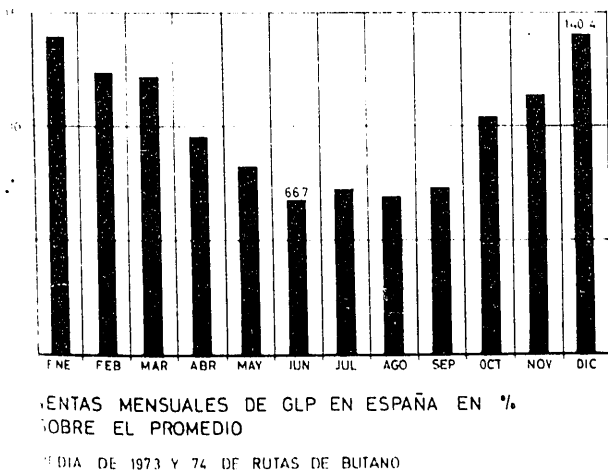


Gráfico 4.

y el comienzo de sus ventas de GLP (2.316 kilogramos) en 1958 con sus populares botellas o bombonas de 12,5 Kg, abrió un nuevo cauce a la industria, que realizó así una verdadera revolución, especialmente notable en los pequeños núcleos urbanos y en el medio rural, aunque también en menor grado en otros lugares y ciudades y en ciertas industrias.

En 1974 ha llegado a distribuir en toda España 1,845 millones de toneladas (equivalente a 3.000-4.000 millones de metros cúbicos de gas ciudad) a 10 millones de abonados, cifra muy superior al número de familias españolas.

CIEPSA descubrió y explota a ritmo reducido los pozos Castillo I y II, cuya producción es consumida por dos empresas de Vitoria. El gas (99 por 100 metano) se transporta mediante un gasoducto de 4" y de 5 Km. En el cuadro adjunto se recogen las cifras de su modesta producción.

CUADRO 11

Producción nacional de gas natural en Castillo.

Años	Mm <sup>3</sup>
1963	0,9
1966 (máx.)	3,8
1971	2,1
1972	1,9
1973	1,5
1974	1,4

También en Ayoluengo (descubierto en 1964), además del petróleo, se obtiene gas asociado. Las reservas iniciales de gas totalizaban 570 millones de metros cúbicos, siendo recuperables 220. Hasta finales de 1974 se han extraído, junto con el petróleo, 155 millones de metros cúbicos, por lo que solamente faltan por extraer 65. El caudal de extracción actual es de unos 25.000 m<sup>3</sup>/día; el 15 por 100 de este gas se consume en operaciones del campo, y el resto, se quema. Aunque quizá hubiese sido económico transportar este gas con sus caudales iniciales hasta Burgos, hoy día esto no tiene ningún interés.

El gas natural importado de Libia llegó por primera vez a España, al puerto de Barcelona, en 1969, en cumplimiento del contrato entre Gas Natural, S. A. (formada por Catalana de Gas y Electricidad, S. A. y ESSO Internacional) y ESSO. Después de una interrupción debida a

diversas causas, se normalizaron los suministros en 1971, y con otra corta pausa, a finales de 1973, hasta la actualidad.

En 1972 se creó la Empresa Nacional del Gas, S. A. (ENAGAS), filial del INI y 100 por 100 propiedad del Estado, al objeto de establecer y desarrollar una política gasista en España que llevara el gas natural a todos los centros potenciales de consumo: industrial y doméstico, canalizando las compras en el exterior, debidamente aseguradas y diversificadas, creando para ello la debida infraestructura, tanto en puertos y terminales como en una adecuada red de gasoductos principales.

Después de realizar los estudios de los principales mercados, ENAGAS contrató con SONATRACH (empresa nacional argelina) el suministro de 4.500 millones de metros cúbicos por año de gas de 10.000 Kcal/m<sup>3</sup> durante veinte años y a partir de 1979.

El puerto metanero y el terminal de GNL se proyecta en Valencia, aun cuando en estos momentos estos planes pueden sufrir un ligero cambio si el Gobierno aprueba, como se espera, la venta por Gas Natural, S. A. a ENAGAS de su planta de GN de Barcelona, con la posibilidad de su inmediata ampliación.

Por otro lado, varias compañías francesas estudiaron hace algo más de diez años el cruce del Mediterráneo con un gasoducto (EURAFRIGAS), desde la costa africana a la española, en dos soluciones y con diversa técnica: una, cruzaba al oeste del Estrecho de Gibraltar, y la otra, de Mostaganem (Argelia) a Cartagena.

Nuestro compañero Rodríguez Paradinas, en unión del autor de este trabajo, realizaron en 1964 algunos estudios o tanteos del gasoducto en su trazado a través de España, formando parte del grupo de trabajo de la "Comisión Interministerial para el Estudio de las Posibilidades de la Conducción del Gas Natural del Sahara a través del territorio español". Posteriormente hemos participado en otros estudios de este gasoducto, la última vez en 1972.

Por esas fechas, SONATRACH encargó un importante estudio de viabilidad a la empresa de ingeniería Williams Brothers, que lo ha terminado a finales del pasado año. Entretanto, fue fundada la Sociedad de Estudios del Gasoducto del Mediterráneo Occidental (SEGAMO: 50 por 100, SONATRACH; 25 por 100, ENAGAS, y 25 por 100, Gaz de France), que acaba de adquirir el estudio citado, en el cual

se llega a la conclusión de que el gasoducto es viable técnica y económicamente para volúmenes de transporte de 15 a 40.000 millones de metros cúbicos por año.

La solución del oeste del Estrecho con técnicas actuales y la del oeste de Orán a Almería con tecnología que aún no está totalmente a punto, pero que se espera pueda ser utilizable en los próximos años.

Se ha acordado por SEGAMO la realización de una serie de estudios de todo tipo, empezando por los oceanográficos, durante dos años, al término de los cuales podrá decidirse sobre la construcción de este importante proyecto, cuyo coste se estima en 3.000 millones de dólares. En caso afirmativo, los primeros envíos de gas a España podrían efectuarse en 1982.

### Coyuntura y perspectivas españolas.

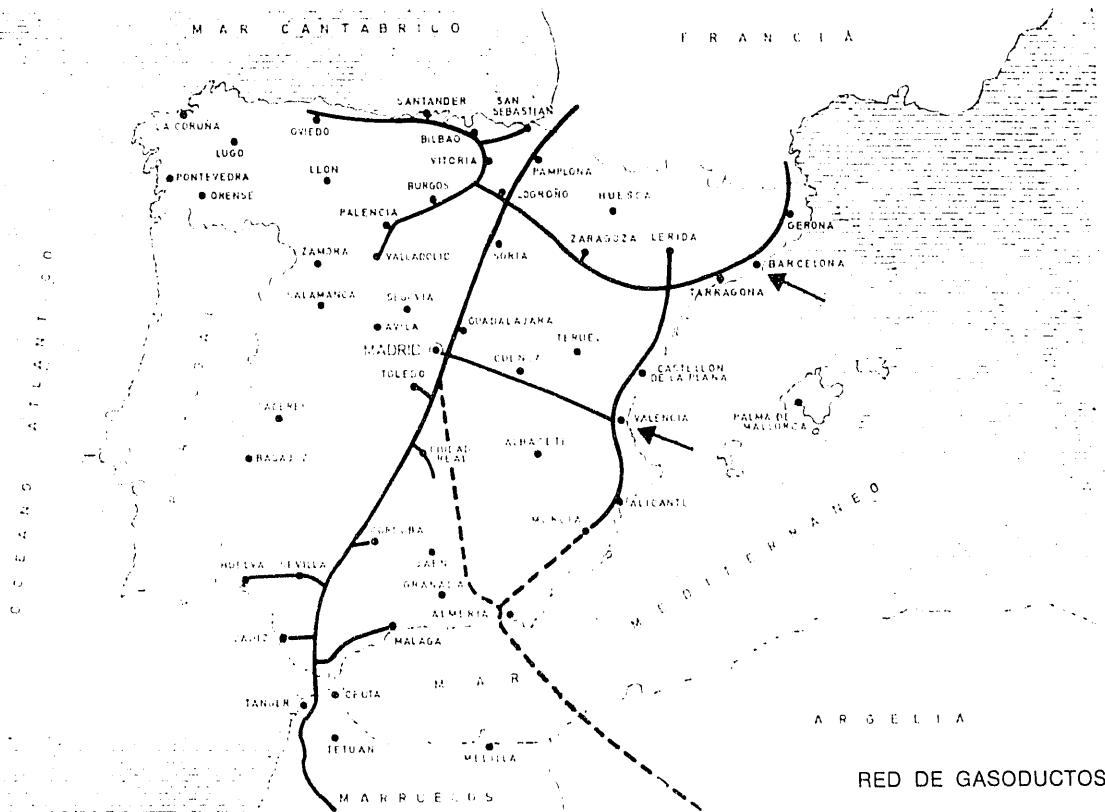
El Plan Energético Nacional prevé forzar todo lo posible el consumo de gas natural en España. En dos hipótesis, máxima y mínima, fija una participación del gas natural del 11,1 y 6,8 por 100 en 1985 sobre un consumo total de energía primaria de 190 millones de tec. Estas hipótesis se diferencian en el distinto precio supuesto para el gas, en relación con el fuel-oil, al que en buena parte ha de sustituir.

Se ha encomendado a ENAGAS, que entretanto va a fusionarse con BUTANO, S. A., el desarrollo de toda la política de adquisición de gas en el exterior, transporte (bien por metaneros o por gasoductos internacionales como el antes citado de SEGAMO), gasificación en terminales portuarios, red principal de gasoductos por el territorio nacional, cuyo esquema general se presenta en el mapa adjunto, y finalmente, bien directamente en muchos casos o mediante sociedades privadas o mixtas con su participación, la distribución a industrias, usos comerciales y domésticos por las adecuadas redes secundarias.

Se acompaña también un gráfico con la evolución del consumo previsto, tanto en empleos directos como para materia prima en la fabricación de gas manufacturado y amoníaco, en ambos casos, en sustitución de naftas con suministro que puede tener el carácter de interrumpible y, por tanto, de regulación.

Uno de los aspectos que se ha tenido en





RED DE GASODUCTOS

consideración para forzar el uso del gas natural como combustible de sustitución del fuel-oil en las grandes ciudades y aglomeraciones industriales, es precisamente su pureza y carácter no contaminante.

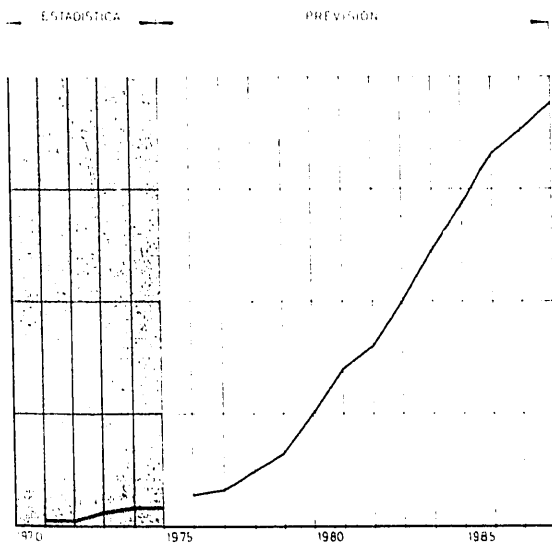
La inversión prevista para el período 1975-80 es de 44.300 millones de pesetas, de la cual corresponde a ENAGAS-BUTANO un 80 por 100. Hasta 1985 se prevé una inversión de 71.500 millones de pesetas.

Los gases licuados del petróleo (GLP) no aumentarán con tanta rapidez como lo han hecho hasta 1973, pero aun así continuará el crecimiento de su demanda, pues aunque disminuya en los núcleos urbanos para ceder el campo al gas natural y a los gases manufacturados en base al mismo, aumentará su consumo en las pequeñas poblaciones y medios rurales, no solamente en usos domésticos, sino también industriales. En unos y otros tendrán difusión la propanización por pequeñas redes de distribución.

La evolución prevista para los GLP es la siguiente:

Año	Demanda en M Tm
1974	1,85
1980	2,35
1985	2,41

En cuanto a la oferta o suministro de gas ya hemos dicho anteriormente que la produc-



DEMANDA REAL Y PREVISTA EN ESPAÑA DE GAS NATURAL (HIPOTESIS MEDIA) SUPUESTO PODER CALORIFICO DE 10000 Kcal ó 10 TERMIAS POR m<sup>3</sup>, LO QUE EQUIVALE A 1 Tm DE PETROLEO CRUDO POR MIL m<sup>3</sup>

Grafico 5. — Memorias de G.N.S.A. y estudios de ENAGAS.

ción actual española se limita a la insignificante del yacimiento de Castillo, el cual en 1974 suministró 1,4 millones de metros cúbicos. Las reservas son también muy bajas, y la producción se halla en descenso.

En Amposta las reservas se estiman en 1.600 millones de metros cúbicos, que podrían empezar a explotarse en 1978, a un ritmo de 200 millones de metros cúbicos por año y, por tanto, con una duración de ocho años solamente.

Sin embargo, en el programa de exploración de hidrocarburos se incluye y estima la posibilidad de encontrar gas en ciertas regiones y en cantidades que se han cifrado, con el grado de aproximación con que naturalmente han de tomarse, en 2.800 millones de metros cúbicos en 1980 y 7.300 en 1985 (producción anual).

Es, pues, preciso contar con los suministros y contratos en vigor procedentes de Libia (GNSA) y Argelia, así como con el gas de esta última procedencia que se reciba en España por medio del gasoducto transmediterráneo (SEGAMO), y, además, nuevos contratos y suministros procedentes de Nigeria, el Golfo Pérsico y otros lugares. ENAGAS participa en dos consorcios europeos que estudian la posibilidad de obtener suministros de gas natural con diversos sistemas de transporte desde Irán, en alguno de cuyos importantes yacimientos participa también Hispanoil.

Subrayamos aquí cuanto hemos dicho con anterioridad, en relación con las ventajas de una diversificación entre los suministros de petróleo y gas, habida cuenta de que aunque este último haya de recibirse también del extranjero, sus países de procedencia suelen ser distintos, en general, de aquellos que se caracterizan por su alta producción petrolífera.

## BIBLIOGRAFIA

### PETROLEO:

1. ESSO, *presente y futuro de la energía*. Madrid, diciembre 1973.
2. BUSTELO, Francisco: "La crisis del petróleo". *Revista Acción Empresarial*, marzo 1974.
3. *Pétrole Informations*, pág. 57, 11-17, abril 1975.
4. O.C.D.E.: *Les transports maritimes*. París, 1974.
5. O.C.D.E.: *Prespectives energetiques jusqu'en 1985*. París, 1974.
6. O.C.D.E.: *Science et technologie pour l'énergie*. París, 1975.

7. MARTINEZ CATTANEO, Juan Antonio: "Posición y futuro de España en la geopolítica del petróleo". Memoria. Escuela Diplomática. Madrid, diciembre 1973.
8. Jornadas Sindicales sobre la Energía, C.N.E., segunda ponencia: "Suministros energéticos. Petróleo". Madrid, enero 1975.
9. Plan Energético Nacional. Enero 1975.
10. Delegación del Gobierno en el Monopolio de Petróleos. Memorias.
11. CENTENO, Roberto: *Economía del petróleo y del gas natural*. Tecnos. Madrid, 1974.
12. ODELL, Peter R.: "Oil and World Power. A Geographical Interpretation". *Penguin Books*, 1972.
13. CALLEJA, Julio: *Los problemas energéticos en los años ochenta*. Banco de Vizcaya. Febrero 1974.
14. CALLEJA, julio: Intervención en el XXIII Congreso Internacional del C.E.D.I. E I Escorial, julio 1974.
15. Offshore Technology in Drilling. Production Pipelining. Petroleum Engineer Publishing Co., Dallas 1972.

### GAS:

1. I.N.I.: *Consideraciones sobre los combustibles gaseosos en España*. Octubre 1971.
2. O.C.D.E.: *Politique énergétique*. París, 1966.
3. VALAIS, M., et DURAND, M.: *L'industrie du gaz dans le monde*. Eds. Technip. París, janvier 1975.
4. CEDIGAZ: *Le gaz naturel dans le monde en 1974* Sup. Statistique. París, avril 1975.
5. ECHANIZ, Gabriel: "Producción de sustitutos del gas natural". Asamblea General de Técnicos de Gas de la A.N.E.G. Madrid, abril 1975.
6. FRANCE, D. H.: "U.S. and UK substitute gas supplies". *Energy World*, diciembre 1974.
7. TEGGERS, H.: "Hydrierende Vergasung von Kohle". *Gas Erdgas*, dez. 1974.
8. KRUGER, H., y otros: "Wasserdampfvergasung von Kohle mit Kernreaktorwärme". *Gas Erdgas*, dez. 1974.
9. B.I.P.: 16-4-75, Reg./2.
10. *Pipes and Pipelines International*. London, august 1974.
11. Id., june 1974.
12. Autores varios: Trabajos presentados al L.N.G. 4. Cuarto Congreso Internacional sobre el Gas Natural Licuado. Argel, junio 1974.
13. HEPPLER, Peter: *Outlook for Natural Gas. A Quality Fuel*. Proceedings of the Institute of Petroleum Summer Meeting. Applied Science Publishers, Barking, Essex, England, 1973.
14. SUAREZ CANDEIRA, Daniel: "El gas natural: incidencia en el abastecimiento energético". *Revista Economía Industrial*, diciembre 1967.
15. SHELL: *Natural gas-supply and demand in Western Europa*. London, october 1974.