

Gasoductos internacionales en Europa

EL PROYECTO SEGAMO (*)

Por ESTEBAN OROZCO VALLEJO

Dr. Ingeniero de Caminos, C. y P.

La utilización de gas natural se está extendiendo en todo el mundo por numerosas razones, una de las cuales es la crisis energética que padecemos. En este artículo se pasa revista a los sistemas de transporte de gas, por gasoducto terrestre y por vía marítima, la red europea de gasoductos, el gasoducto Argelia-Italia y particularmente la red española y el proyecto SEGAMO.

1. Introducción.

Aunque en 1824 se utilizaron ya en Fredonia (Nueva York, USA) canalizaciones de gas natural para alumbrado y calefacción de la ciudad, puede decirse que la industria del gas natural no comienza hasta el descubrimiento en Texas, en 1918, de grandes yacimientos de gas y, sobre todo, hasta que en los primeros años de la década del año 1930 este gas comenzó a transportarse a los centros consumidores del Este y del Oeste de los Estados Unidos.

Un determinado porcentaje del gas (en 1977, el 25 por 100) se obtiene como gas asociado a la extracción del petróleo. En otros casos el yacimiento es sólo de gas natural, que suele llamarse de gas "seco" si es fundamentalmente metano.

Antes de 1930 no se explotaban en general los yacimientos de gas y el gas natural sobrante en los campos petrolíferos se quemaba en general "in situ". Más recientemente, también se reinyecta dentro de los yacimientos de petróleo, para no quemarlo y mantener la presión en ellos, facilitando así su explotación.

(*) Se admiten comentarios sobre el presente artículo, que pueden remitirse a la Redacción de esta Revista, hasta el 31 de diciembre de 1979.

Posteriormente, y a partir del año 1930, como hemos dicho, se estableció en Estados Unidos una política de utilización y transporte por tubería, análoga a la seguida en el caso del petróleo crudo desde finales del siglo XIX.

En Estados Unidos el gas natural representaba, en 1945, el 13 por 100 del consumo de energía primaria, siendo este porcentaje el 30 por 100 en 1977.

En Europa Occidental se empezó a generalizar el uso del gas natural, tanto para usos industriales como para usos domésticos a partir de 1960. Desde el comienzo del siglo pasado en Europa se había utilizado el gas de hulla, que tiene un poder calorífico bajo (unas 4.500 Kcal. por Nm³). Posteriormente, se usó un gas ciudad obtenido por cracking o reformado de naftas, con un poder calorífico del orden del antes citado.

En cambio, el poder calorífico superior del gas natural oscila entre 8.000 y 11.000 Kcal/Nm³, lo cual es una ventaja para la distribución por tuberías, por exigir conducciones de diámetro menor que los tipos antes citados de gas ciudad.

En varios países de Europa es ya cercano al 100 por 100 el porcentaje de metanización, es decir, de uso de gas natural, en el consumo doméstico de gases.

En 1962 el 75 por 100 del consumo de gas en Europa estaba formado por gas de hulla, gas de coquería y altos hornos, gases de refinación y gases fabricados a partir de productos petrolíferos, entre ellos naftas. En el año 1978, el gas natural representaba el 18 por 100 del consumo de energía primaria de los países de la C.E.E.

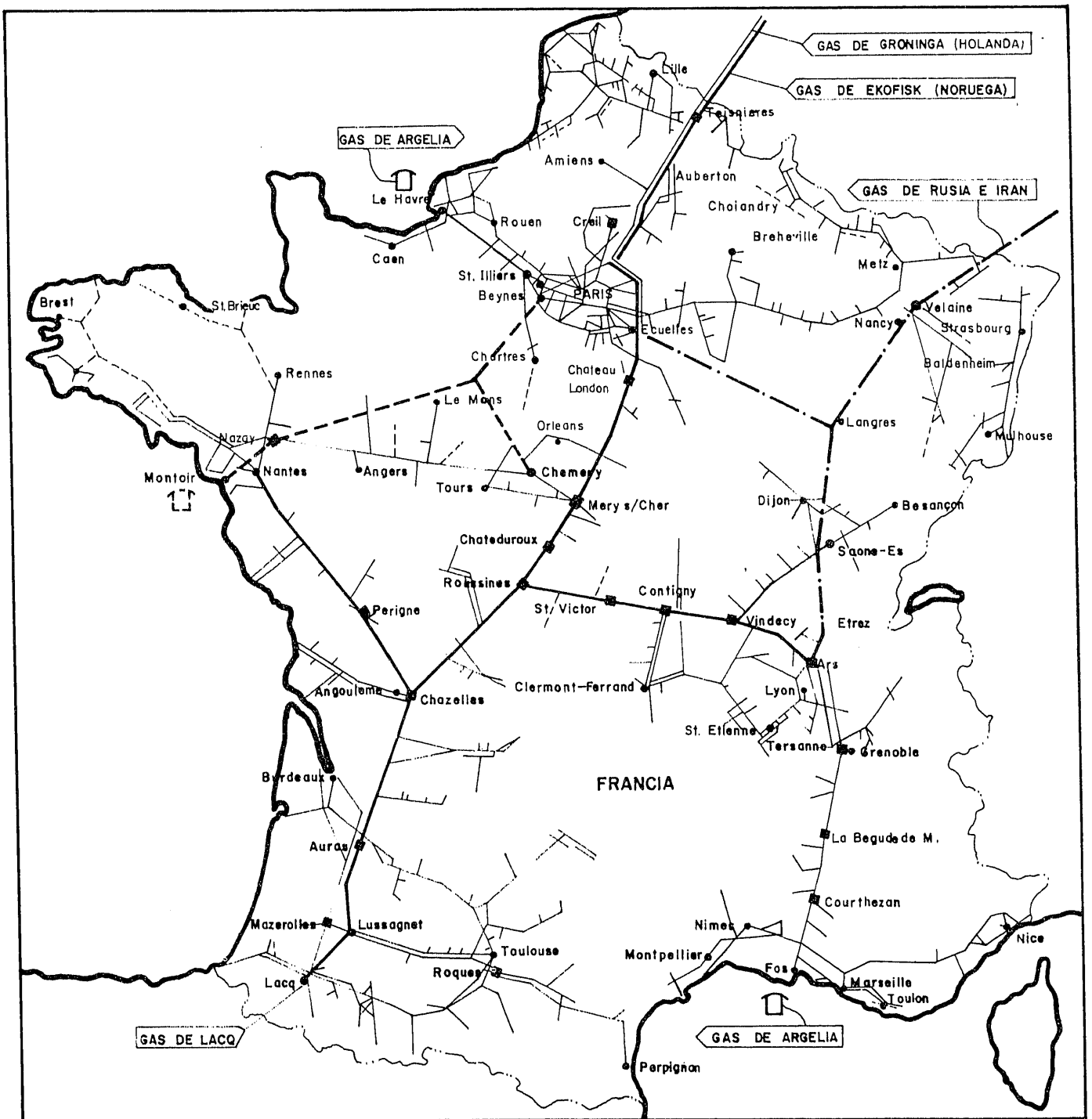
El gas natural es un combustible limpio y no contaminante, es decir, su combustión se produce sin dejar humo o cenizas. La alteración ecológica producida por su extracción es también pequeña. Todo esto es de gran importancia en relación a la sensibilidad ecológica imperante hoy en el mundo industrializado. Es también una importante materia básica para la industria petroquímica.

Los costes de exploración son similares a los del petróleo y la producción es menos costosa que la de los hidrocarburos líquidos.

En cambio, el transporte y almacenamiento del gas, como veremos más adelante, son más costosos que los del petróleo crudo. Ello explica que, aún hoy, en numerosos yacimientos sea quemado "in situ" el gas asociado.

El gas natural ofrece frente al petróleo una gran ventaja geopolítica. Su producción está más

GASODUCTOS INTERNACIONALES EN EUROPA. EL PROYECTO SEGAMO



RED DE GASODUCTOS DE FRANCIA. FUENTE: GAZ DE FRANCE.
 FIG. 1

□ TERMINAL L.N.G.

● ALMACENAMIENTO.

■ ESTACION DE COMPRESION.

—— RED ACTUAL.

- - - - GAS RUSO/IRANI A TRAVES DEL GASODUCTO ALEMAN MEGAL.

· · · · SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS A PARTIR DEL TERMINAL DE LNG
 A CONSTRUIR EN MONTOIR.

diversificada, siendo además mayor el grado de autoabastecimiento de los países industriales.

2. Transporte por gasoducto terrestre.

Los primeros oleoductos y gasoductos construidos en Estados Unidos en la segunda mitad del siglo XIX utilizaban tuberías de fundición o hierro forjado. El problema de la estanqueidad de las juntas, capital en toda conducción y más aún en los gasoductos, se resolvió primero con la puesta a punto de la soldadura oxiacetilénica, en 1912, y después con la soldadura por arco eléctrico, en 1928, permitiendo ejecutar en obra la unión de los dos extremos de los tubos.

Hacia 1930 se contaba, pues, con conducciones formadas por tubos de acero soldados por sus extremos que permitían transportar, satisfactoriamente y a alta presión, cantidades elevadas de gas natural. Había nacido, pues, el moderno gasoducto.

Esta conducción de tubos de acero soldados se reviste exteriormente con una delgada capa de aislamiento y protección y se entierra, salvo puntos especiales, en una zanja, de tal modo que su generatriz superior esté del orden de un metro por debajo de la superficie del terreno. De este modo no constituye obstáculo y está más a salvo de averías, aumentando la seguridad.

La presión de transporte en redes de tipo nacional o internacional suele ser, hoy día, del orden de 70 Kg/cm². Esta presión es la óptima en relación con la compresibilidad del gas natural y para los diámetros de tubería más comúnmente utilizados.

A partir de los gasoductos de transporte, en los que la presión de servicio es de 70 Kg/cm², se reduce ésta para pasar a las

redes de repartición, distribución, etc., con una gama de escalones de presión normalizados que oscilan entre los 40 bares y varios milibares.

Cada cierta distancia hay que disponer una estación de compresión, con una relación de 1,35 en el caso tipo, es decir, en la estación se pasa de 52 a 70 Kg/cm². La separación mínima entre estaciones es de unos 80 Km.

Como la mayoría de los sistemas de transporte, un gasoducto o red de gasoductos lleva anejo un sistema de telecomunicación.

Hablemos ahora de las características generales y económicas de los gasoductos como sistema de transporte.

Para volúmenes algo elevados el gasoducto no tiene competidor en el transporte terrestre, aunque, evidentemente, se tienen que sobrepasar unos mínimos de rentabilidad. Hay que tener en cuenta que a igualdad de potencia calorífica cuesta de dos a cuatro veces más transportar por tubería gas natural que hidrocarburos líquidos.

Un gasoducto, como los oleoductos o como los transportes por tubería en general, tienen las siguientes ventajas:

- El transporte se hace de un modo continuo, no existiendo elementos de retorno.
- El trazado puede ser bastante recto, por las elevadas presiones usadas, que lo hacen relativamente indiferente al perfil del terreno.
- Es un medio extremadamente económico en la ocupación de espacio.
- Es un medio de transporte muy seguro e independiente de las condiciones climáticas.
- El mantenimiento es fácil y exige escaso personal.

Y, como inconvenientes:

- Ser inflexible en cuanto a ubicación, no pudiendo responder a cambios en la localización de los suministros o a la demanda.

Veamos ahora la estructura de los costes de instalación y explotación.

En el presupuesto total de un gasoducto, excluyendo los terrenos y derechos de paso y, por supuesto, los terminales y almacenamientos, sean de superficie o subterráneos, el propio tubo suele representar del 35 al 45 por 100 y la construcción y tendido del 30 al 40 por 100. El resto corresponde a estaciones de compresión, telecomunicación y otros complementos.

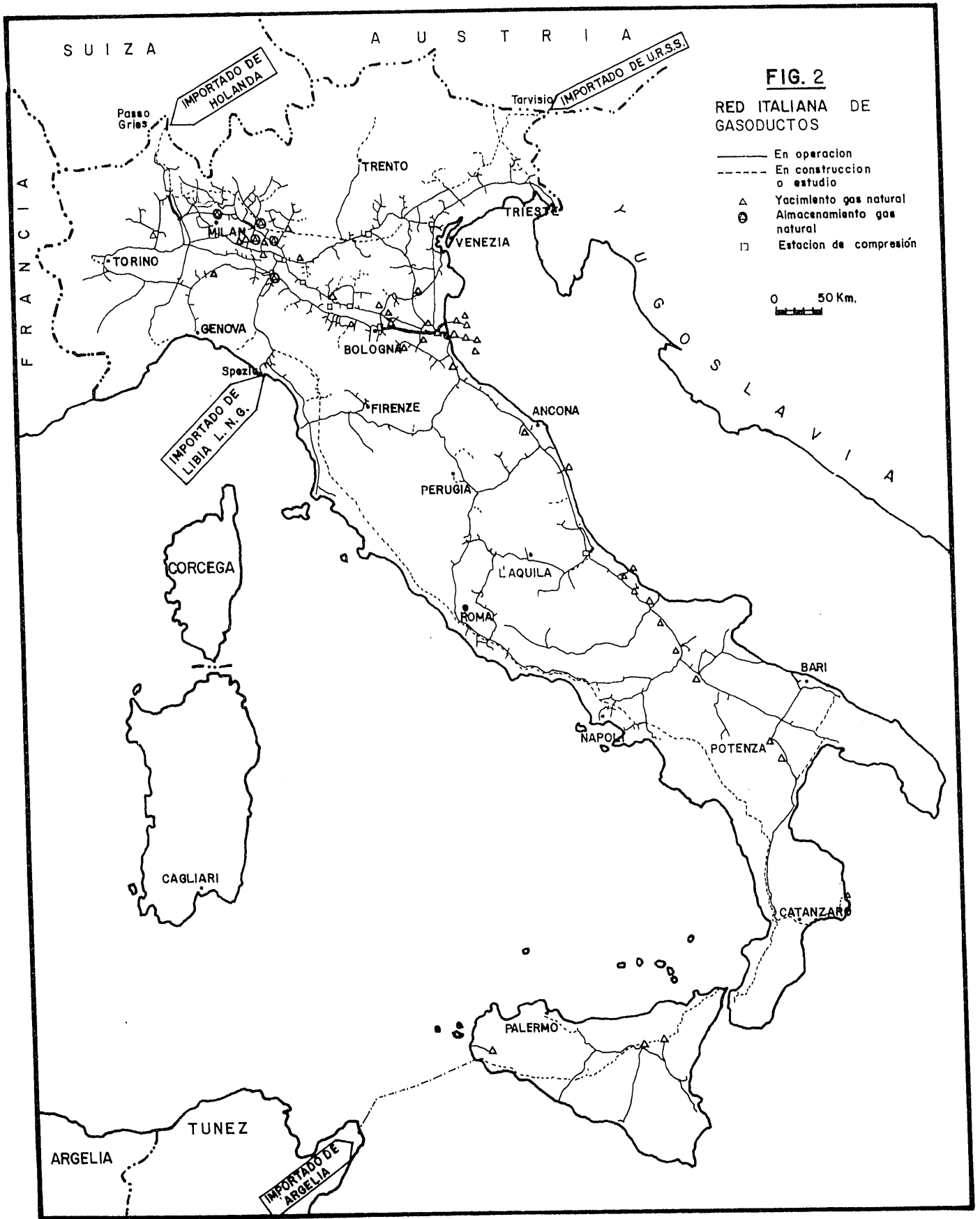
Dentro de los costes de operación predominan los debidos a amortización y cargas financieras, que representan del 65 al 75 por 100 del total. De aquí que, en principio, interesa asegurar un máximo de utilización, en conflicto con la previsión del proyectista frente a los consumos crecientes del futuro.

Las economías de escala son muy importantes. Cuando aumenta el diámetro la capacidad de transporte aumenta mucho más rápidamente que los costes de tendido, mantenimiento y operación.

Para obtener, pues, costes bajos, la cantidad transportada no sólo ha de aproximarse a la capacidad máxima de la instalación, sino que hay que procurar concentrar en ella una gran capacidad de transporte.

Veamos ahora los problemas de almacenamiento. En general, el consumo de gas natural está sometido a más fluctuaciones, consecuencia de las variaciones de la demanda, que el de los productos petrolíferos. Además es mucho más difícil de almacenar.

GASODUCTOS INTERNACIONALES EN EUROPA. EL PROYECTO SEGAMO



Para grandes cantidades, del orden de varios centenares de millones de metros cúbicos, el único sistema económico es almacenar el gas en estructuras geológicas subterráneas adecuadas, como yacimientos ya agotados o mantos acuíferos. Otra técnica es el almacenamiento, también en forma de gas, en cavernas obtenidas, en terrenos salinos, por disolución de la sal y extracción de la salmuera. En este caso, los mínimos económicos son menores, realizando en la práctica el número de cavernas necesarias para el almacenamiento requerido.

Una respuesta a los problemas de almacenamiento y de transporte marítimo principalmente, según veremos más adelante, es la técnica de la licuación.

3. El gas natural licuado. El transporte marítimo.

El transporte terrestre de gas natural puede hacerse, como hemos visto, en condiciones técnicas, económicas y de seguridad adecuadas mediante los sistemas de gasoductos que incluyen conducciones de acero enterradas, estaciones de compresión y almacenamientos subterráneos.

Ahora bien, hasta 1960 no estuvo resuelto el problema de su transporte marítimo. Transportar el gas natural en barcos en condiciones de temperatura y presión ambientales hubiera sido completamente antieconómico, por contener grandes volúmenes una pequeña cantidad de energía. La solución fue licuar el gas natural. Esto se consigue, en condiciones normales de presión, a la temperatura de -160°C . Con ello se reduce el volumen 600 veces. Es decir, aproximadamente 600 m^3 de gas natural a presión normal se convierten en un metro cúbico de

GNL (gas natural licuado), con peso específico 0,5.

Aunque los métodos de licuación se conocían desde hacía cierto tiempo, diversos problemas de materiales retrasaron la aparición de adecuados depósitos y barcos metaneros. Fue en Inglaterra, en 1959, en donde se puso a punto el primer barco metanero: el "Methane Pioneer" adaptado de un barco de carga seca.

En 1964 se inauguraba la primera cadena licuación-metanero-regasificación. El gas natural proviene de la planta de licuación de Arzew (Argelia). Mediante tres metaneros se lleva a Canvey Island, Londres, Inglaterra y El Havre, Francia. El contrato prevé un suministro de $1.000.10^6\text{ m}^3/\text{año}$ para Inglaterra y $500.10^6\text{ m}^3/\text{año}$ para Francia.

Solucionados los problemas técnicos de la licuación, del transporte en barcos metaneros y de la regasificación, según veremos brevemente a continuación, quedaban superados los obstáculos que impedían se formase un verdadero mercado mundial para el gas natural semejante al del petróleo.

Datos de 1978 permiten comprobar que en ese año el 84 por 100 del gas natural transportado en intercambios internacionales lo era por gasoducto. En cambio, hacia 1985 se prevé que gasoducto y metanero se repartan el comercio internacional al 50 por 100.

La licuación, primera operación a realizar para el transporte por vía marítima, consiste, como hemos dicho, en enfriar el gas natural a -160°C a la presión atmosférica.

El gas llega desde el yacimiento hasta la costa por un gasoducto normal. En las plantas de licuación se efectúa ésta, según ciclos que pueden utilizar varios fluidos frigorígenos o un

fluido frigorígeno único. Las plantas de licuación son instalaciones muy costosas y de funcionamiento delicado.

Los buques metaneros cuestan más del doble que los petroleros de dimensiones similares. A su vez, el coste de transporte de energía en forma de GNL es seis u ocho veces el coste de transportar energía en forma de petróleo crudo en petroleros medios.

En un principio, la capacidad de los metaneros era de unos 30.000 m^3 , tendiéndose hoy a los 125.000 m^3 . Para trayectos largos, por ejemplo, Golfo Pérsico al Japón y Nigeria a Estados Unidos, se llegará probablemente a los 200.000 m^3 .

Las plantas de recepción de metaneros y regasificación constan, en síntesis, de tanques de almacenamiento y vaporizadores para la regasificación.

Los tanques de almacenamiento, existentes tanto en las plantas de licuación como en las de regasificación, pueden ser elevados, semienterrados o enterrados. El tipo más común es el elevado de doble pared, siendo la interior de hormigón o de acero al níquel y la exterior de hormigón o de acero al carbono normal. Ambas paredes están separadas por un material aislante. Su capacidad oscila entre 20.000 y 120.000 m^3 .

La vaporización o regasificación es un problema relativamente sencillo. Se comprime primero el GNL a la presión de comienzo del gasoducto que parte de la planta y luego se vaporiza mediante intercambio de calor con agua de mar o por combustión sumergida utilizando como combustible el propio gas.

El suministro de energía mediante una cadena de GNL exige inversiones muy importantes. los costos relativos de capital por unidad de energía suminis-

FIG. 3

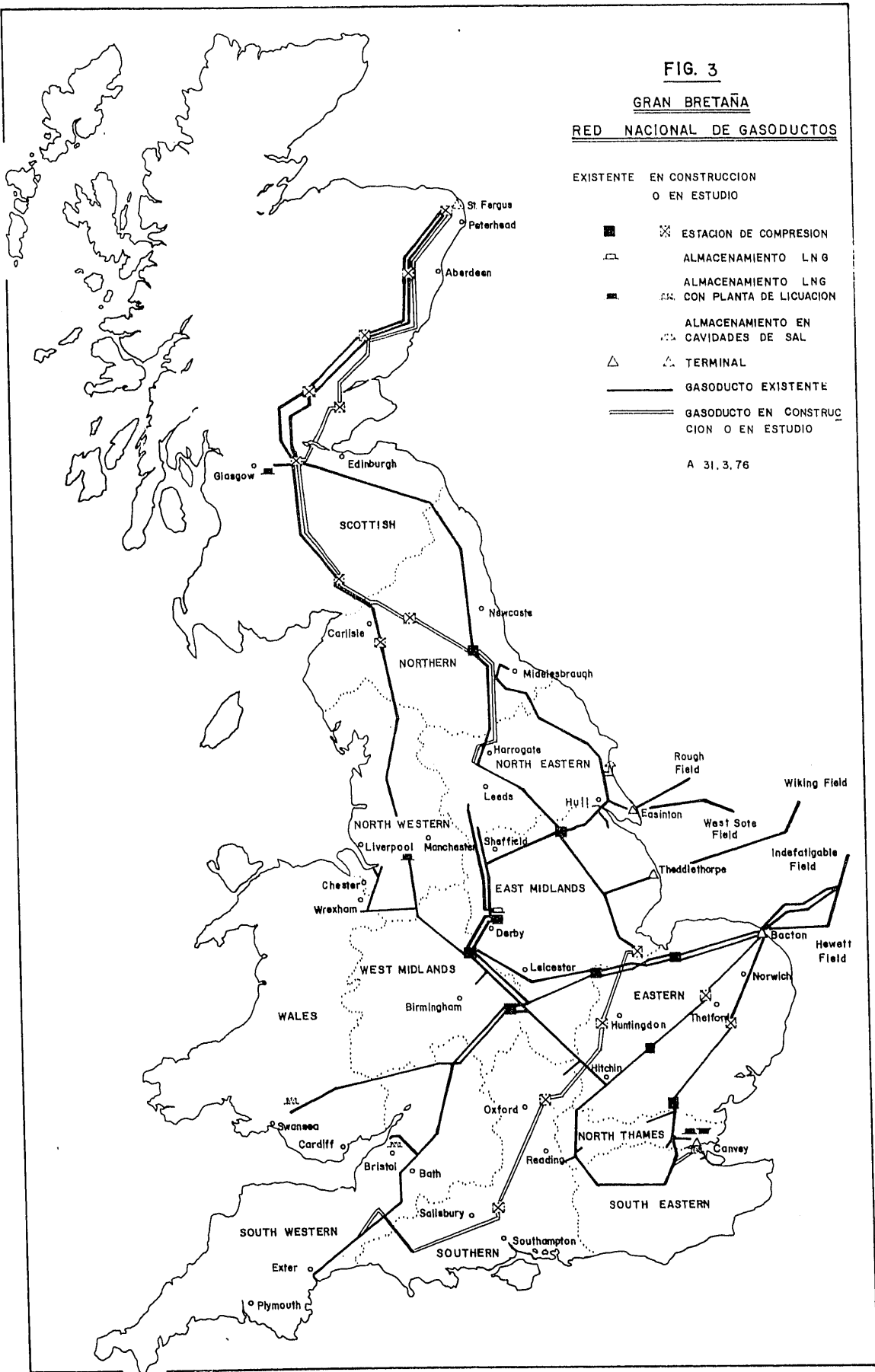
GRAN BRETAÑA

RED NACIONAL DE GASODUCTOS

EXISTENTE EN CONSTRUCCION
O EN ESTUDIO

- ⊠ ESTACION DE COMPRESION
- ◻ ALMACENAMIENTO LNG
- ◻ ALMACENAMIENTO LNG
CON PLANTA DE LICUACION
- ◻ ALMACENAMIENTO EN
CAVIDADES DE SAL
- △ TERMINAL
- GASODUCTO EXISTENTE
- == GASODUCTO EN CONSTRUCCION
O EN ESTUDIO

A 31.3.76



trada son superiores a los del petróleo (una y media a dos veces). Pero, evidentemente, el gas natural es una energía limpia, no contaminante y con determinadas ventajas técnicas.

Los contratos de suministro de GNL suelen hacerse a quince o veinte años. El país receptor procura participar en la realización del esquema con la mayor parte posible de bienes de equipo propios.

4. El sistema europeo de gasoductos.

Como hemos dicho anteriormente, en Europa Occidental se empezó a generalizar el uso del gas natural, tanto en la industria como en el consumo doméstico, con bastante retraso respecto a los Estados Unidos.

Sucesivos descubrimientos en Italia (Valle del Po, 1949), Francia (yacimientos de Lacq, 1951) y Holanda (Groninga, 1959), permitieron a estos países comenzar sus propias redes nacionales de gasoductos.

No obstante, en 1960 todavía era pequeña la participación del gas natural dentro del consumo energético de Europa Occidental, pues, con 11 millones de TEP (toneladas equivalentes de petróleo), representaba el 2 por 100 del consumo energético total. La explotación de los yacimientos del Norte de Holanda y de los posteriores descubrimientos en el Mar del Norte, aumentaron grandemente la penetración del gas natural en el mercado energético europeo.

Con la entrada en servicio de las primeras cadenas de licuación - metanero - regasificación (años 1964-1969), es decir, con la importación de GNL por barcos metaneros, se pudo empezar una política de diversificación de suministros y, por tanto, de repartición de riesgos. Posteriormente vino la época de los grandes gasoductos terrestres internacionales (Holanda-Italia, puesto en servicio en 1974; Holanda-Francia; Checoslovaquia-Francia y Checoslovaquia-Italia para el gas ruso, etc.). Y, últimamente han irrumpido en escena

los grandes gasoductos con notables trayectos submarinos en competencia con los metaneros: Argelia-Italia (decidida su construcción en octubre de 1977) y Argelia-Europa, vía España (en estudio).

De todo esto hablaremos, describiendo primero brevemente las redes nacionales de Francia, Italia, Holanda, Alemania e Inglaterra y los yacimientos y conducciones del Mar del Norte, vivero de esfuerzos y ensayos que han impulsado las técnicas "offshore" en general y de las conducciones submarinas en particular.

Como hemos dicho antes, a partir del descubrimiento del yacimiento de gas natural de Lacq en 1951, Francia comenzó a realizar su propia red nacional de gasoductos.

Esta red contaba, a fines del año 1977, con 17.000 Km de gasoductos de transporte y 72.000 kilómetros de redes de distribución.

Sus abastecimientos en 1977 han sido:

Origen	Medio de transporte	Año de comienzo	Cantid. aprox. 10 ⁶ m ³ /año	En %
Producción propia Lacq, etc.	Gasoducto	1957	5.250	25
Argelia (El Havre, Fos, Marsella) ..	Metanero	1965	2.395	11
Holanda	Gasoducto	1967	9.940	48
Mar del Norte	Gasoducto	1977	1.390	7
URSS	Gasoducto	1976	1.770	9
TOTAL			20.745	100

(Fuente: Gaz de France. Rapport Annuel, 1977.)

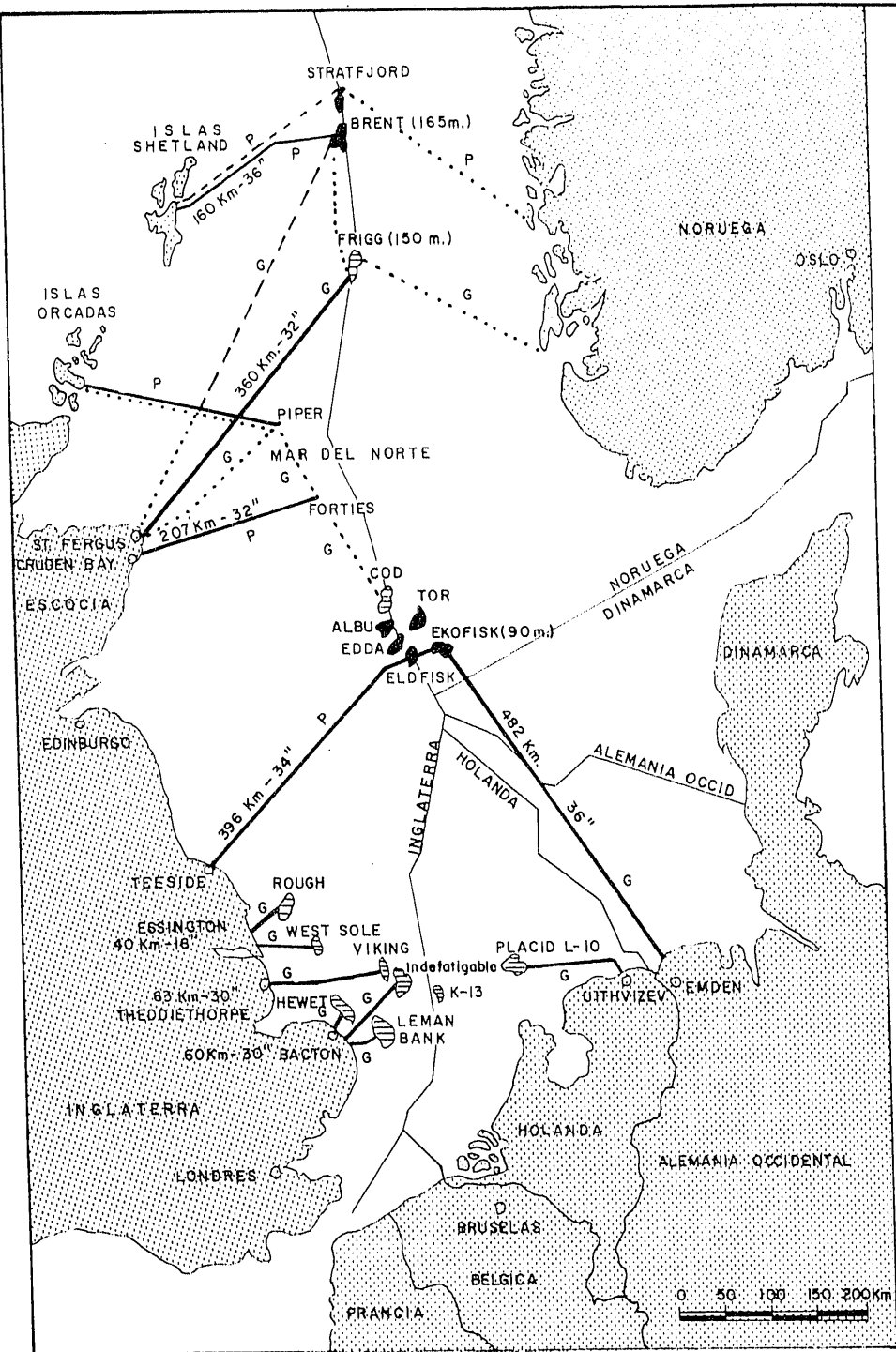
Cuentan con seis almacena- mientos subterráneos, de ellos cinco en acuíferos y uno en cavidades salinas.

El gas natural ha cubierto en el año 1977 el 11 por 100 de la demanda de energía primaria,

estando previsto se alcance el 16 por 100 en 1985.

En Italia ya hemos dicho que se descubrieron en 1949 grandes yacimientos de gas en el Valle del Poo. A partir de entonces y a través de dos empresas

del ENI (Ente Nazionale Idrocarburi), la AGIP para exploración y producción y la SNAM para el transporte y comercialización, se ha creado una red de gasoductos muy integrada y extendida.



L E Y E N D A

- CAMPOS DE GAS
- CAMPOS DE PETROLEO
- (165m.): PROFUNDIDAD DEL FONDO EN LA UBICACION DEL CAMPO
- CONDUCCIONES
 - EXISTENTES
 - EN CONSTRUCCION
 - EN PROYECTO
- CONDUCCIONES
 - P: PETROLEO
 - G: GAS

FIG. 4

YACIMIENTOS Y CONDUCCIONES SUBMARINAS EN EL MAR DEL NORTE

GASODUCTOS INTERNACIONALES EN EUROPA. EL PROYECTO SEGAMO

La longitud de la red de transporte totaliza 14.000 Km y la de las redes de distribución unos 45.000 Km.

Cuentan con cinco almacena-

mientos subterráneos en antiguos yacimientos exhaustos.

El consumo de gas natural en el año 1977 ha sido de 26.000 por 10^6 Nm³ correspondiendo la

mitad de esta cifra al gas importado y la otra mitad a la producción propia.

Sus abastecimientos son, en síntesis:

Origen	Medio de transporte	Año de comienzo	Punto de entrada	Cantidad 10^6 Nm ³ /año	Durac. del contr. (años)
Producción propia (Po, Ravenna)	Gasoducto	1949	—	13.000 en 1977	—
Libia	Metanero	1971	La Spezia (Génova)	3.000	20
URSS	Gasoducto	1973	Tarvisio	5.500	20
Holanda	Gasoducto	1974	Passo Gries	6.300	20
URSS	Gasoducto	1979	Tarvisio	1.000	20
Argelia	Gasod. sub.	1981	Sicilia	12.500	25

En Inglaterra se creó, en 1973, la British Gas Corporation, que sustituyó a las antiguas Juntas Regionales y al Gas Council.

La British Gas cuenta con una red de gasoductos principales de 4.000 Km y una red de distribución de 209.000 Km.

En estos momentos no tiene en servicio ningún almacenamiento subterráneo, pero cuenta evidentemente con la regulación de los yacimientos propios y con seis plantas de descresado de puntas ("peak shaving") que licuan el gas natural para regasificarlo posteriormente en el momento necesario.

Como hemos dicho antes, Inglaterra tiene el único punto de aprovisionamiento de GNL, en la planta de Canvey Island. Por él se importan, desde 1964, aproximadamente 1.000 millones de metros cúbicos por año procedentes de Argelia.

En 1977 el gas natural representó el 35 por 100 del consumo de energía primaria. El consumo total de gas natural fue de 37.000 . 10^6 metros cúbicos también en 1977.

En Holanda, a partir del descubrimiento del gran yacimiento de Groninga en 1959, se desarrolló, en la década de los 60, una red de gasoductos que cuenta con unos 4.000 Km de conducciones de transporte y 7.000 Km de conducciones de distribución.

La producción de gas natural de Holanda fue de 74.000 . 10^6 metros cúbicos en 1977, exportándose aproximadamente la mitad.

En Alemania Federal eran muy importantes las redes de distribución de gas manufacturado, antes de la llegada del gas natural.

Cuenta con producción propia de gas natural, en yacimientos cercanos a Holanda y en otros puntos del país, que totalizaron 20.000 . 10^6 metros cúbicos en el año 1977.

El consumo total fue de 52.000 . 10^6 metros cúbicos en el año 1977, lo que representa el 15 por 100 del consumo de energía primaria.

Los primeros descubrimientos

en el Mar del Norte fueron de yacimientos de gas en aguas inglesas, a escasa profundidad y distancia de la costa.

En 1967 fue puesto en servicio el yacimiento de West Sole. En 1968 el de Leman Bank. A continuación el Indefatigable, Heywett, etc.

El yacimiento de Ekofisk, en la zona noruega, fue descubierto en 1969. La lámina de agua es de 90 metros. Contiene petróleo y gas asociado. Este es evacuado hasta la costa de Alemania por un gasoducto de 36" de diámetro y 482 Km de longitud, de una capacidad de transporte de 15.000 . 10^6 metros cúbicos por año, que fue inaugurado en 1976. El yacimiento de Frigg, también en zona noruega, fue descubierto en 1971 y se puso en servicio en octubre de 1978. Está unido a la costa escocesa mediante un gasoducto de 360 Km y 32" de diámetro.

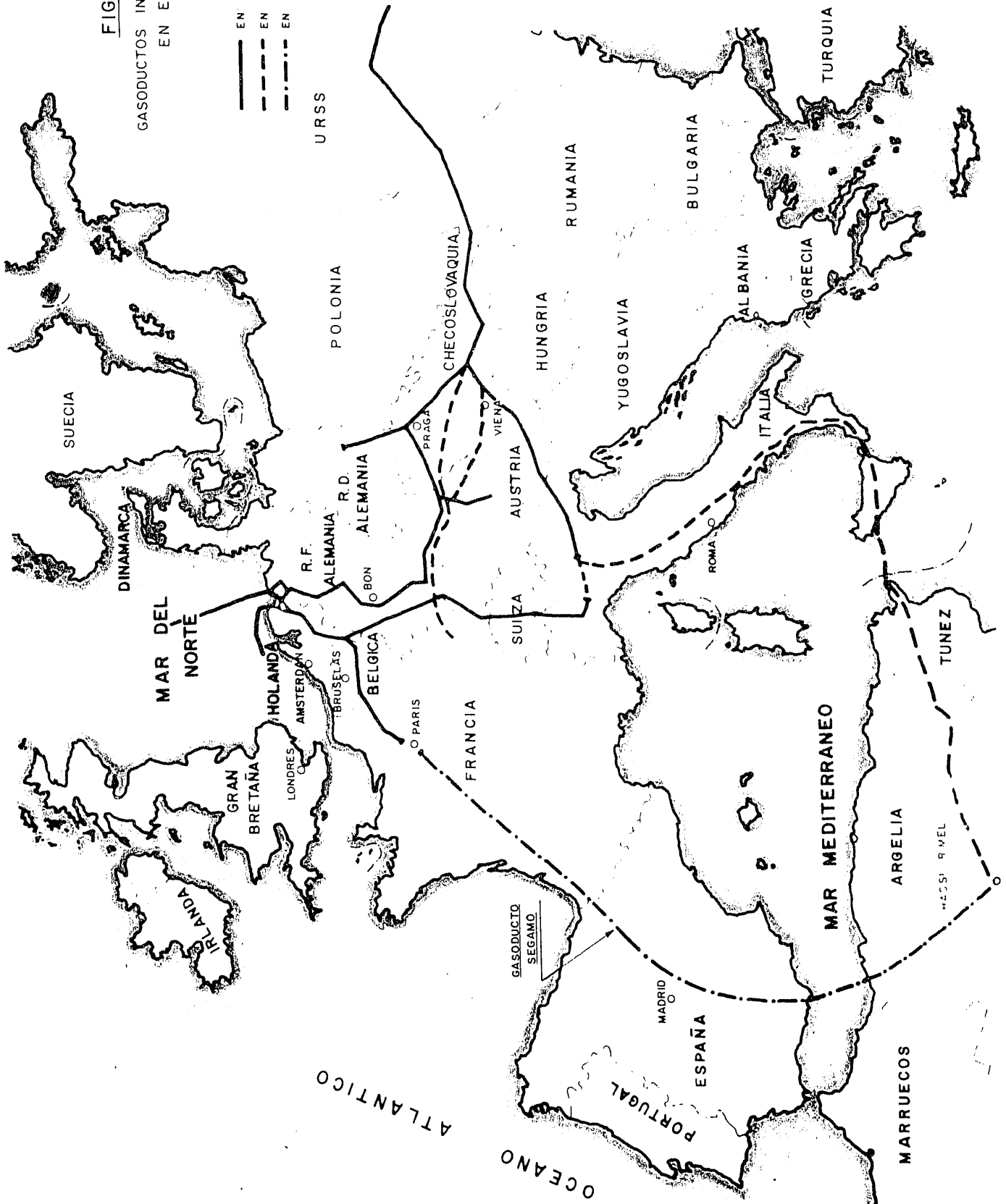
Está prevista una producción de gas del Mar del Norte del orden de los 70.000 . 10^6 metros cúbicos por año.

GASODUCTOS INTERNACIONALES EN EUROPA. EL PROYECTO SEGAMO

FIG. 5

GASODUCTOS INTERNACIONALES EN EUROPA

- EN OPERACION
- - - EN CONSTRUCCION
- · - · - EN ESTUDIO



5. La era de los gasoductos internacionales.

A la constitución de las redes nacionales de gasoductos en los países europeos ha seguido la etapa de realización de gasoductos internacionales.

Estos parten de tres fuentes de aprovisionamiento: Holanda-Mar del Norte, Rusia y Argelia. De estos tres puntos parten troncos para diversos países, que a su vez se interconectan o en el futuro se interconectarán entre sí en determinados puntos de encuentro, con el fin evidente de asegurar el suministro por cada una de las fuentes citadas.

En un primer impulso se realizaron o comenzaron a realizarse los grandes gasoductos terrestres internacionales que enunciaremos después. Posteriormente, han irrumpido en escena los grandes gasoductos con notables trayectos submarinos en el Mediterráneo, para unir Argelia con los centros de consumo de Europa Occidental.

De los yacimientos de gas del Norte de Holanda (Groninga) y del terminal terrestre de Emden, en Alemania, unido por una conducción submarina al yacimiento de Ekofisk, parten tres conjuntos de gasoductos.

El primero va hasta París atravesando Holanda, Bélgica y Norte de Francia y fue puesto en servicio en 1976. Consta de una tubería de 36" para el gas de Ekofisk y otra para el gas de Groninga.

El segundo tiene un recorrido en Alemania de Norte a Sur llegando hasta Karlsruhe y conectando allí con los gasoductos provenientes de Checoslovaquia de los que hablaremos más tarde.

El tercer gasoducto atraviesa Holanda, Alemania y Suiza hasta llegar a Mortara, en el Norte de Italia, entre Milán y Turín. Este gasoducto, de 810 Km de

largo, tiene diámetros comprendidos entre 38" y 34" y una capacidad de transporte anual de 6.500 . 10⁶ metros cúbicos. Fue puesto en servicio en 1974.

Hay otro conjunto de gasoductos que comienzan en la frontera de Checoslovaquia con Rusia y que tienen por objetivo el suministrar a los usuarios de Europa Occidental gas ruso o iraní. Esto último se lleva a cabo mediante un sistema indirecto en el que Irán entrega a Rusia una cierta cantidad de gas en su frontera (17.000 . 10⁶ metros cúbicos por año en la primera fase: gasoducto IGAT-I). A su vez, Rusia entrega en la frontera de Checoslovaquia una cantidad equivalente de gas de procedencia distinta.

En los tres primeros meses de 1979 ha estado interrumpido el suministro a través del gasoducto IGAT-I, habiéndose reanudado después con caudales menores.

A su vez, está parado, para reconsideración del proyecto, un segundo gasoducto: IGAT-II que, a través de Rusia, suministraría también gas natural iraní a Europa Occidental.

Hay un primer gasoducto que atraviesa Checoslovaquia y se bifurca en dos: Alemania Oriental (Dresde) y Occidental (Karlsruhe).

Otro gasoducto es el MEGAL, para suministrar gas a Alemania Occidental y Francia, cuyos diámetros oscilan entre 48" y 32". Su capacidad de transporte es de unos 15.000 . 10⁶ metros cúbicos por año.

Hay otro tercer gasoducto que va desde la frontera de Checoslovaquia y Austria hasta Sergnamo, en el Norte de Italia, en donde se conecta con el proveniente de Holanda. Su longitud es de 770 Km y su diámetro oscila entre 34" y 38". La capacidad de transporte anual es de 6.000 . 10⁶ metros cúbicos.

Hay a su vez otro tercer grupo de gasoductos que son los provenientes de Argelia. Estos tienen la novedad de no tener sólo recorridos terrestres o submarinos de profundidad pequeña o media (Mar del Norte), sino que comportan ya largos trayectos submarinos a gran profundidad y su concepto es distinto porque entran en competencia con los transportes por metaneros. Hablaremos de ellos con detalle en el apartado siguiente.

En los gasoductos internacionales, cada país suele ser propietario, exclusivo o mayoritario del tramo correspondiente y está ligado a los otros países mediante acuerdos de transporte.

Para la construcción suelen constituirse sociedades financieras o constructoras con participación conjunta o más ampliada de los países que intervienen en el esquema.

A su vez, el país transitado cobra, en general, un peaje por el gas transportado y no consumido en su territorio, peaje que suele ser un porcentaje en gas o en dinero del gas en tránsito.

En el caso del gas iraní a consumir en Europa el peaje establecido por Rusia es el 10 por 100.

En el caso del gasoducto Argelia-Italia el peaje correspondiente al paso por Túnez se fijó, después de largas negociaciones, en el 5,25 por 100.

6. Gasoductos con largos tramos submarinos.

El gasoducto Argelia-Italia.

La puesta en explotación de los yacimientos "offshore" de petróleo y gas, en profundidades cada vez más mayores, y el progreso general de las técnicas anejas, ha impulsado el tendido de conducciones en aguas profundas.

GASODUCTOS INTERNACIONALES EN EUROPA. EL PROYECTO SEGAMO

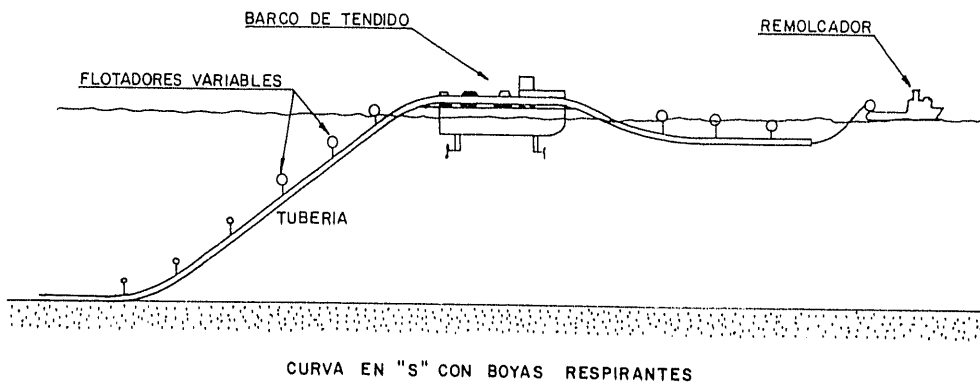
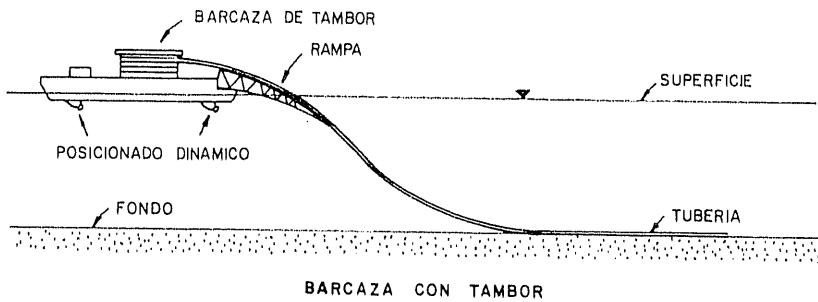
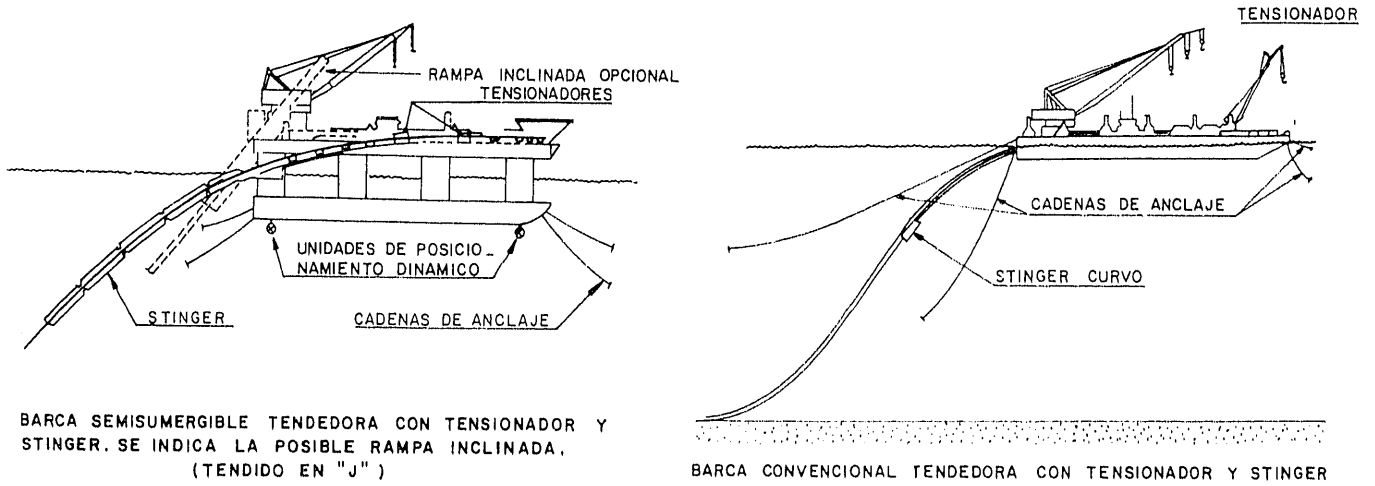


FIG. 6.- METODOS DE TENDIDO

Como hemos dicho antes, ha sido el Mar del Norte el principal vivero de esfuerzos y ensayos para el tendido de oleoductos y gasoductos submarinos, en profundidades de hasta 150 metros.

El elevado coste y los problemas de explotación de las plantas de licuación y los progresos en el tendido submarino de canalizaciones han suscitado el estudio de gasoductos en rutas, alternativas a la cadena licuación - metanero - regasificación, que incluyen tramos submarinos en condiciones de longitud y profundidad antes no contempladas.

Hasta una cierta distancia, los costes de transporte por gasoducto son menores que los de una cadena licuación-metanero-regasificación. Si se efectúa la comparación entre barcos metaneros de 125.000 m³ y gasoductos de 48" y 56", que corresponden a capacidades de transporte anuales de 15.000 y 30.000 por 10" metros cúbicos, respectivamente, resulta que el gasoducto es más económico hasta una distancia que oscila, según diversos estudios, entre 4.000 y 8.000 Km. En esta comparación hay que tener en cuenta que el coste de una conducción a gran profundidad (o de varias conducciones que en conjunto transporten un caudal igual), puede ser de tres a seis veces mayor que el del correspondiente transporte por tubería en tierra.

El proyecto de una conducción submarina a gran profundidad tiene tres aspectos fundamentales:

En primer lugar hay que efectuar los trabajos de oceanografía necesarios para estudiar y delimitar en el fondo del mar uno o varios trazados aptos, en cuanto a alineaciones, pendientes, naturaleza del fondo y ausencia de obstáculos, para tender conducciones submarinas,

y a su vez realizar las mediciones de oceanografía física: corrientes, olas, vientos, meteorología, etc., en la zona en que se va a efectuar el tendido.

Un segundo punto a estudiar es la tubería a utilizar, pues las sollicitaciones durante el tendido (que exigen determinada resistencia al pandeo o colapso, por ejemplo) y una vez tendida la conducción, hacen necesarias unas características mecánicas,

de composición química, de solubilidad, etc., superiores a las tuberías ordinarias utilizadas en tierra.

En general, se usan tuberías de diámetro pequeño o medio y gran espesor, disponiendo varias tuberías en cada tramo submarino.

En tercer lugar hay que definir el barco y método de tendido. El sistema más utilizado hasta ahora es el del barco ten-

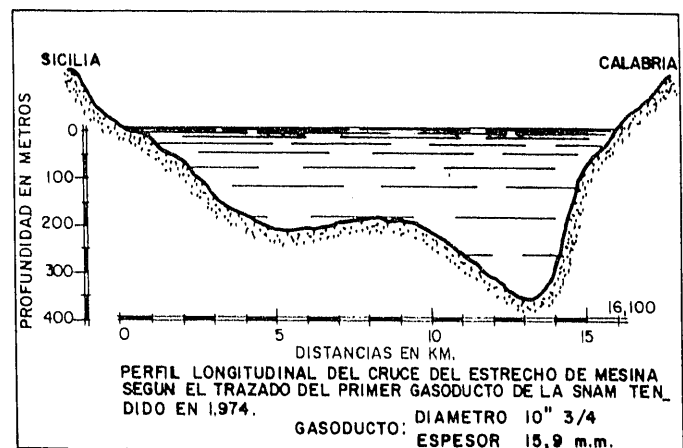
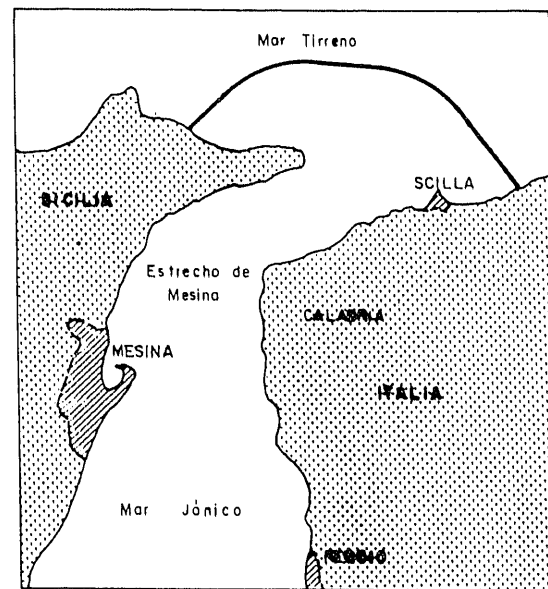


FIG. 7.- CRUCE SUBMARINO DEL ESTRECHO DE MESINA DEL GASODUCTO ARGENTINA - ITALIA.

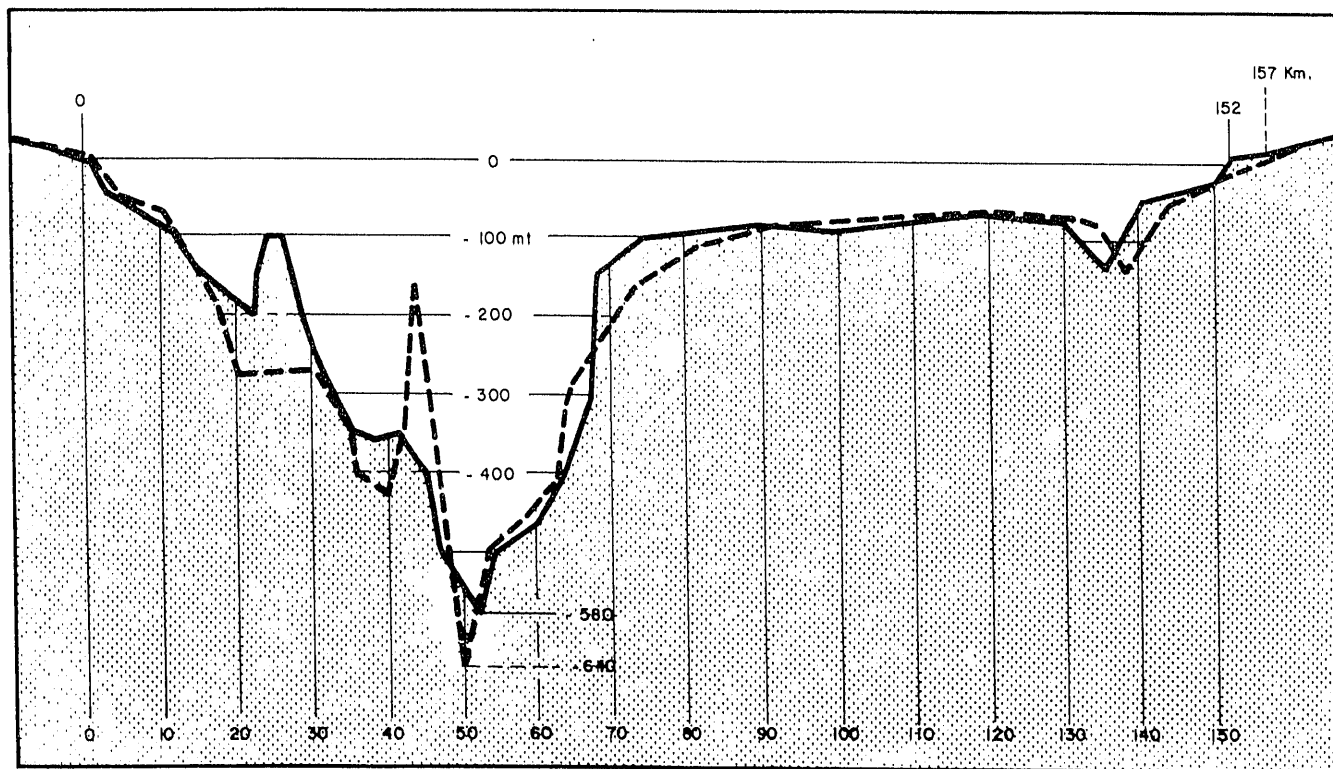
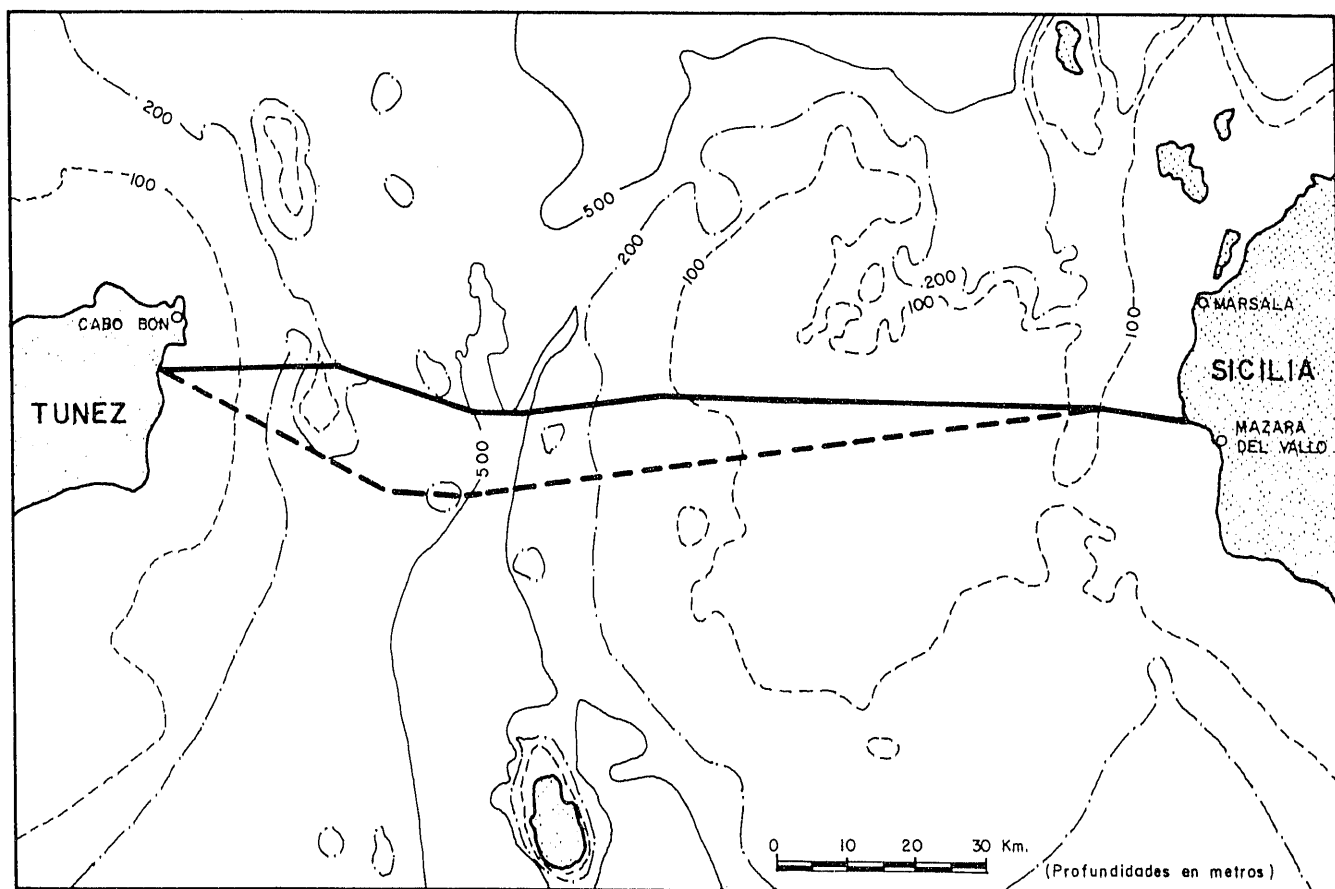


FIG. 8.- CRUCE SUBMARINO ENTRE TUNEZ Y SICILIA DEL GASODUCTO ARGELIA - ITALIA.

dedor que prefabrica la conducción y la va lanzando sobre una lanzadera ("stinger") aneja al barco, sujetando, mediante unos tensionadores, a la tubería, que forma una doble curva o curva en S.

El barco puede operar con anclaje convencional (con el que se puede llegar hasta 800 o 1000 metros de profundidad) o con posicionado dinámico, sistema en que el barco se mantiene en posición sin anclas mediante un adecuado juego de eyectores.

El método de la tracción sobre el fondo es aplicable a cruces submarinos cortos, de longitud no superior a los 30 Km.

Otro método es el del barco con tambor en el que va arrollada la tubería, método similar al de los barcos cableros. El tambor puede ser de eje horizontal o vertical.

En el método del tendido en J la tubería hace una única curva en el fondo y se controla en el barco según un tramo recto vertical o inclinado.

Hay también un método de flotación-inmersión, ensayado por Gaz de France, en el cual una conducción prefabricada flotante es inmersa, mediante unas boyas de flotabilidad variable, según una curva en S prefijada.

La mayor economicidad del transporte por gasoducto frente a la cadena de licuación-metanero-regasificación y el continuo avance de la tecnología "offshore" han impulsado a estudiar el suministro de Europa Occidental por gasoducto desde Argelia, a pesar de existir ya cadenas licuación-metanero-regasificación, que unen dicho país con Inglaterra, Francia, Bélgica y España.

El primero que se estudió fue un gasoducto Argelia-Europa Occidental, vía España. De 1959 a 1964, Gaz de France estudió

una conducción que, partiendo del yacimiento de Hassi R'Mel, atravesara el Mediterráneo, bien por Gibraltar, bien por una travesía directa Argelia-España, pasando luego a Francia. Se hicieron una serie de estudios e incluso ensayos a escala natural en el mar. La independencia de Argelia, la puesta a punto de los barcos metaneros y el descubrimiento de gas en Holanda, paralizaron de momento el asunto, que se reanudó en 1973, según hablaremos más adelante.

Hacia 1968 empezó a estudiarse el gasoducto Argelia-Italia, es decir, un gasoducto que, partiendo también de Hassi R'Mel, atravesara Argelia y Túnez, efectuando el cruce del Canal de Sicilia entre Túnez y Sicilia y, luego, el cruce del Estrecho de Mesina, entre Sicilia y la península italiana.

Tras sucesivos estudios y negociaciones se llegó a la firma de un acuerdo, en septiembre de 1977, entre el ENI italiano y la sociedad estatal argelina Sonatrach, para la realización del citado gasoducto. Con una longitud total de 2.500 Km y diámetros de 48" a 38", abastecerá Italia de 12.000 . 10⁶ metros cúbicos por año, durante veinticinco años.

Según la prensa especializada esta solución permite el ahorro de unos 100 millones de dólares anuales sobre la solución licuación-metanero-regasificación.

Los dos cruces submarinos implicados son, como hemos dicho, el del Estrecho de Mesina y el del Canal de Sicilia, entre Túnez y Sicilia.

El primero (Estrecho de Mesina) suscita dificultades de cruce similares a las del Estrecho de Gibraltar, aunque con menor longitud. En 1974, la Empresa Saipem, del grupo ENI, ha tendido en él una conducción de 10", según una planta curva de 16 Km de largo, alcanzándo-

se una profundidad máxima de 360 metros.

El trazado en el Canal de Sicilia tiene 160 Km de longitud y una profundidad máxima de 650 metros. En 1976 se han llevado a cabo, con éxito, ensayos a escala natural en el mar.

El proyecto de detalle del gasoducto Argelia-Italia se ha comenzado ya y se espera que los primeros suministros de gas se lleven a cabo en 1981. El presupuesto total es de 3.000 millones de dólares.

Está previsto tender en 1979 las primeras conducciones entre Túnez y Sicilia.

Del gasoducto Argelia-Europa vía España, hablaremos en el apartado siguiente, en el que describimos, brevemente, las realizaciones actuales y las futuras previstas en nuestro país.

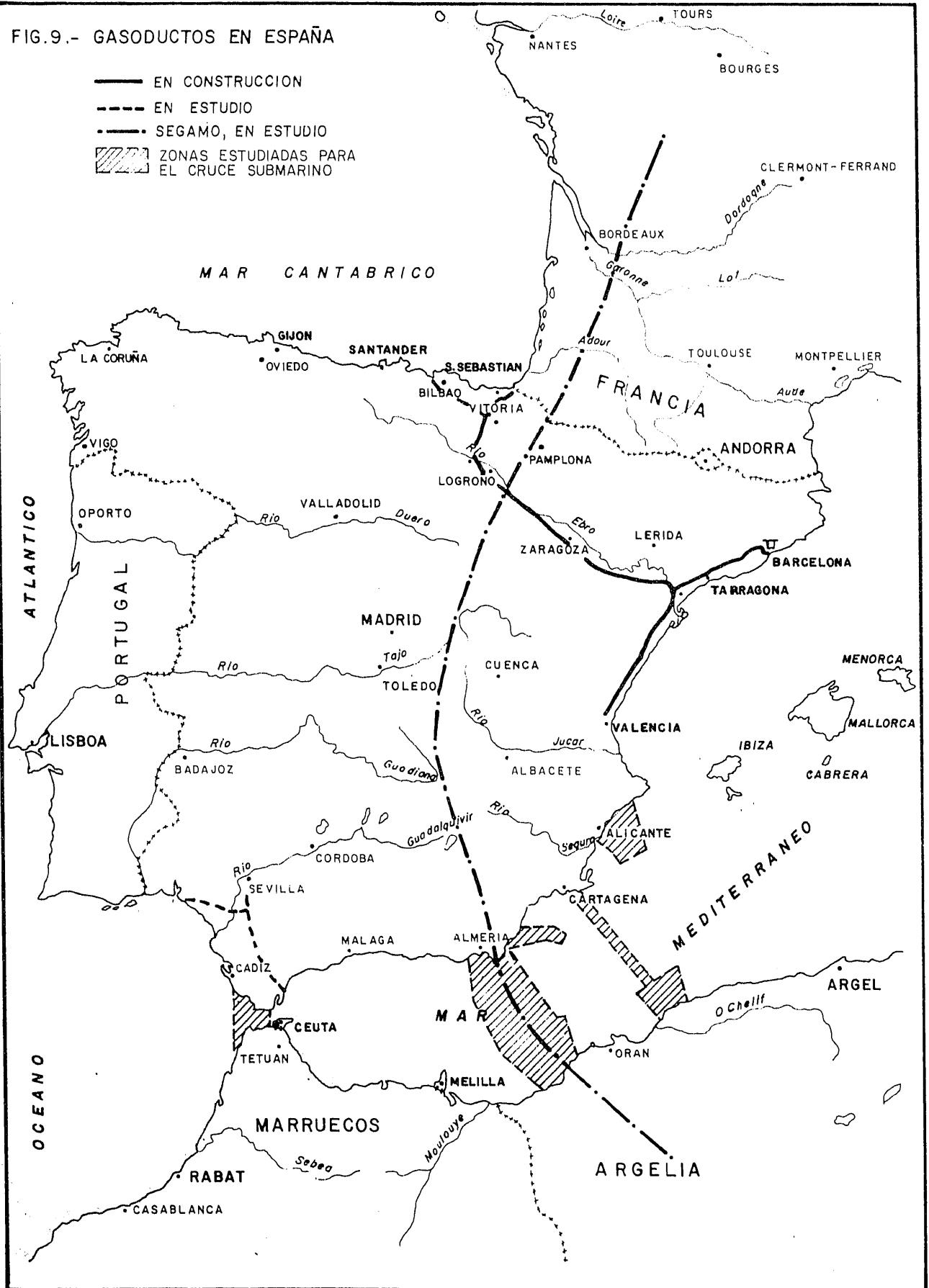
7. La red española. El proyecto SEGAMO.

España había sido pionera en el campo del GNL, pues tras el primer esquema Argelia-Francia-Inglaterra, puesto en servicio en 1964, se había llevado a cabo el esquema Libia-España-Italia, promovido por la ESSO e inaugurado en 1969.

Este esquema comprende la planta de licuación de Marsa-el-Brega (Libia) y las plantas de recepción de metaneros y regasificación de La Spezia (Italia, al Sur de Génova) y Barcelona. La planta de La Spezia es propiedad de la SNAM y la de Barcelona fue promovida entonces por la sociedad Gas Natural, sociedad anónima. Se cuenta con cuatro metaneros de 40.000 m³ de capacidad cada uno, que hacen constantes viajes entre los tres puntos citados. El contrato prevé el suministro de 3.000 . 10⁶ metros cúbicos por año, durante veinte años, para Italia, y de 1.000 . 10⁶ metros cúbicos por año, para España.

GASODUCTOS INTERNACIONALES EN EUROPA. EL PROYECTO SEGAMO

FIG.9.- GASODUCTOS EN ESPAÑA



GASODUCTOS INTERNACIONALES EN EUROPA. EL PROYECTO SEGAMO

A partir de la planta de Barcelona se construye un anillo de 50 Km de longitud y diámetro de 12", 16", 18" y 20" que rodea la ciudad, teniendo un tramo submarino de 11 Km de longitud. De este anillo parten 400 kilómetros de redes de distribución.

A pesar de esta notable distribución, España tiene un gran retraso en la constitución de su red de gasoductos respecto a los otros países europeos. Quizá la poca densidad de población y la separación entre los núcleos industriales han hecho que el umbral económico en que es rentable una tubería haya tardado más en avanzarse, habiéndose, por el contrario, desarrollado mucho el uso de los GLP: butano y propano, producidos en las refinerías de petróleo y utilizados en botellas y depósitos.

Las ventajas del gas natural para determinados usos domésticos e industriales y la favorable situación geopolítica de las fuentes de gas natural frente a las de petróleo, hicieron que se constituyera, en 1972, la Empresa Nacional del Gas, S. A. (ENAGAS).

Inmediatamente se realizaron diversos estudios de viabilidad, en particular en Madrid y Zona Centro, Provincias Vascongadas, etc., y se estudiaron y optimizaron diversas cadenas de transporte: licuación-metanero-regasificación-gasoducto terrestre en España, con diversos puntos de suministro y de ubicación de plantas receptoras.

Se realizaron también negociaciones para la compra de gas con Argelia.

Posteriormente ENAGAS compró la planta de regasificación y recepción de metaneros de Barcelona y renegóció el contrato en discusión con Argelia, fijando un suministro por veintitrés años con una capacidad de crucero de 4.500 . 10⁶ metros

cúbicos por año, a alcanzar en el cuarto año. Permanece el contrato con Libia antes citado.

Se decidió ampliar la planta de Barcelona para acomodarla a los nuevos caudales. De esta planta parte el gasoducto Barcelona - Valencia - Vascongadas, de 980 Km de longitud y diámetros de 24", 26" y 30", según los tramos. El trazado va de Barcelona a Valencia paralelo a la costa, saliendo de Tivisa (próximo a Amposta) un tronco que, por el valle del Ebro, pasa por Zaragoza y Vitoria, bifurcándose en Vergara para ir a Bilbao y San Sebastián - Irún.

De este gasoducto parten una serie de antenas y redes de distribución en las que el suministro es hecho directamente por ENAGAS o a través de sociedades distribuidoras.

Se han estudiado también varios posibles almacenamientos subterráneos de gas. La estructura mejor estudiada y conocida es la de Iglesias, en la provincia de Burgos.

Otras zonas estudiadas y en que es rentable el suministro de gas natural son Madrid y su zona de influencia y también el Sudoeste: Huelva, Sevilla y Cádiz, en este caso en función de elevados consumos industriales.

En los momentos en que se redacta este artículo (Julio de este año 1979) se está a la expectativa del posible suministro de gas natural a partir de los yacimientos de Jaca y Cádiz. El primero está a sólo 110 Km del gasoducto Barcelona-Vascongadas a su paso por Zaragoza. El segundo podrá abastecer la zona Sudoeste citada. Todo esto si se confirma la posibilidad comercial de explotación de los antedichos yacimientos.

Hablemos ahora del gasoducto SEGAMO, es decir, del gasoducto Argelia-Europa, vía España. Desde el descubrimiento del yacimiento gigante de Hassi

R'Mel, en Argelia, en 1956, se estudió la realización de un gasoducto que uniera Hassi R'Mel con Francia, atravesando España y efectuando el cruce submarino del Mediterráneo, bien por Gibraltar, bien por una travesía que uniera directamente las costas de Argelia y España.

De 1959 a 1964, Gaz de France y otras sociedades francesas hicieron diversos estudios oceanográficos y de tendido, e, incluso, hicieron ensayos a escala natural en el mar. En España se creó una Comisión Interministerial para ocuparse de este proyecto, al que entonces se llamaba "Eurafrigas".

Como hemos dicho antes, la independencia de Argelia en el año 1962, el descubrimiento de gas en Holanda y la puesta a punto de los barcos metaneros, hicieron que se pospusiera, de momento, el proyecto.

Afines de 1973 fue creada la sociedad SEGAMO (Sociedad de Estudios del Gasoducto del Mediterráneo Occidental), en la que participan la sociedad estatal argelina Sonatrach con el 50 por 100 del capital; Gaz de France con el 25 por 100 y ENAGAS con el 25 por 100. Esta sociedad tiene por objeto social efectuar, por sí o por terceros, estudios relativos al gasoducto Argelia-Europa, vía España.

SEGAMO cuenta con el estudio de viabilidad efectuado, de los años 1972 a 1974, por la sociedad americana Williams Brothers. En este estudio se considera un gasoducto que, partiendo de Hassi R'Mel, llegue hasta el Ruhr, con las dos alternativas de cruce submarino por el Estrecho de Gibraltar, o por una travesía directa Argelia-España. Se estudiaron cinco casos de capacidad de transporte anual, comprendidos entre 15.000 y 40.000 . 10⁶ metros cúbicos por año. La conclusión fue considerar viable el proyecto tanto técnicamente, en los dos cruces

submarinos citados, como económicamente. Esto último asegura la rentabilidad del conjunto del gasoducto frente a otros modos de transporte y frente a otras fuentes alternativas de energía.

En los tramos terrestres se tenderían una o dos tuberías de 48" de diámetro.

Para el Estrecho de Gibraltar se proponía un cruce submarino recto de 27 Km y 575 metros de profundidad máxima, a efectuar por el método de la tracción sobre el fondo, con conducciones de 16", según el trazado Cala Grande-Ensenada de Valdevaqueros, al Oeste del Estrecho propiamente dicho.

Para la travesía directa, Williams Brothers recomendaba el corredor Oued Mellah-Almería, de 195 Km de longitud y 2.000 metros de profundidad máxima. El método de tendido propuesto era una combinación de la barca con "stinger" y la curva en S con flotadores, empleando tubos de 14" de diámetro.

A partir de 1975 se ha estudiado sólo la que llamamos travesía directa, es decir, el trazado sin pasar por Marruecos, con el cruce submarino desde las costas de Argelia a las de España.

En 1976 se efectuó una campaña oceanográfica completa en el corredor Cabo Tarsat (Argelia)-Almería, que se desechó por diversos motivos.

En 1977 se han hecho dos campañas batimétricas parciales en el talud y accesos a la costa española.

En 1978 se ha efectuado una campaña oceanográfica completa en la que se ha delimitado un corredor de 200 Km de largo y 2.200 metros de profundidad máxima, apto para el tendido de conducciones marinas. Este corredor va de Beni Saaf (Argelia) hasta Almería.

Una vez delimitado y estudiado oceanográficamente un corredor hay que estudiar los problemas relativos a la definición de la tubería adecuada a este cruce submarino y del barco y método de tendido a utilizar.

Hasta ahora está resuelto el tendido de conducciones submarinas hasta unos 700 metros de profundidad. Habrá que realizar un notable esfuerzo para llegar a los 2.200 metros de profundidad máxima de nuestro caso.

En cuanto al trazado terrestre en España sería en principio Al-

mería-Madrid-Pamplona-frontera francesa, efectuándose el cruce con el gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas en Calahorra, punto a partir del cual se derivarían a este gasoducto importantes cantidades de gas.

Evidentemente desde el gasoducto SEGAMO se suministraría a Madrid y a la Zona Centro.

Este gasoducto, todavía en fase de estudio de viabilidad, podría ser operativo, si se decide su realización, hacia 1985 o 1986.

En estos momentos se está tratando de la posible incorporación de Bélgica, Holanda y Alemania a la sociedad de estudios SEGAMO.

Con este gran gasoducto, España estaría abastecida desde Argelia por una modalidad de transporte distinta al transporte por barcos metaneros. Por otra parte, el gasoducto SEGAMO reforzaría la seguridad de suministro de toda Europa Occidental, y por ello de España, al completar la malla de gasoductos internacionales europeos conectados a las fuentes de suministro, según hemos indicado en párrafos anteriores de este artículo.