

EL COLEGIO DE MÉXICO

LAS RESERVAS MUNDIALES DE PETROLEO CRUDO  
Y GAS NATURAL

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

LICENCIADO EN RELACIONES INTERNACIONALES

presenta

MARCELA SERRATO COMBE

CENTRO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES  
MEXICO, D. F.  
1981



## LAS RESERVAS MUNDIALES DE PETROLEO CRUDO Y GAS NATURAL

---

### INTRODUCCION

En la literatura internacional sobre energéticos, tanto técnica como política y económica, el tema de las reservas petroleras ocupa un lugar central. El debate al respecto plantea cuestiones tan importantes como cuánto petróleo queda todavía en tierra, dónde se localiza, a qué tasa se puede producir, cómo afectan las fluctuaciones de precios y de costos al descubrimiento de nuevos campos petroleros, qué tan adecuados son los recursos petroleros últimos para cubrir la demanda, entre otras. Ante la posibilidad de que el consumo mundial de petróleo llegue a duplicarse de aquí a fines de siglo, la exploración oportuna de los yacimientos conocidos y el descubrimiento de nuevos depósitos cobra una importancia fundamental en el panorama mundial de los hidrocarburos.

Desde 1900 hasta fines de los sesenta, sólo se interesaron en el tema de las reservas las empresas petroleras y los expertos responsables de estimarlas por ser dicha estimación uno de los factores principales que influyen en las decisiones de explotación, junto con otras consideraciones técnicas, económicas y políticas. A raíz de los acontecimientos en el Medio Oriente a principios de los setenta, las organizaciones internacionales relacionadas con los asuntos energéticos y los gobiernos (tanto de los países productores como de los consumidores) se percataron de que, en vista de que la disponibilidad global de hidrocarburos era finita, la estimación de las reservas tanto a nivel nacional como mundial tenía una importancia política y económica de primer orden. Todos los productores de hidrocarburos se han preocupado desde entonces por hacer el inventario de sus reservas de petróleo crudo y en fecha más reciente de las de gas natural.

Una primera explicación de este fenómeno podría ser que las decisiones sobre los programas de exploración y explotación de hidrocarburos no pueden tomarse sin contar con estimaciones sobre reservas. Estas constituyen el punto de partida de la actividad de planeación de cualquier empresa petrolera, sea privada o estatal, porque "de todos los obstáculos que separan las posibilidades técnicas de producción petrolera de su realización efectiva, el más difícil de superar es la dificultad para creer que existen las reservas".<sup>1</sup> Más aun, las expectativas sobre disponibilidad futura de hidrocarburos y monto de recursos mundiales de petróleo convencional y gas natural desempeñan

un papel de primera importancia en la elaboración de los programas de política energética en una época en la que ya no hay petróleo barato.

La segunda explicación de por qué se ha abundado tanto en el tema de las reservas es que resulta imposible llegar a un acuerdo sobre cuál es la estimación definitiva sobre el monto de recursos últimos de hidrocarburos. Pocos aspectos de la industria petrolera dan lugar a tantos malentendidos como la cuestión de las reservas petroleras y de gas natural. No hay consenso alguno ni sobre disponibilidad futura de petróleo y gas (que define en gran medida el ritmo de producción anual) ni sobre el monto de recursos últimos recuperables de hidrocarburos debido, primero, a una serie de incertidumbres de tipo económico y geológico que no han podido superarse hasta la fecha y, segundo, a la dificultad para mantener actualizada la información disponible y rápidamente cambiante sobre dichos recursos.

Periódicamente los expertos han pronosticado el agotamiento de los recursos de hidrocarburos pero éste se ha venido aplazando gracias a los nuevos descubrimientos. Las estimaciones sobre el monto de recursos últimos de crudo convencional formulados de 1970 a la fecha han fluctuado entre 1.2 y 4 mil billones de barriles. Como la diferencia entre estos dos extremos equivale casi a 100 años de consumo mundial de petróleo a las tasas actuales, las implicaciones de este desacuerdo para la política energética a nivel nacional y mundial son obvias. Las estimaciones sobre el monto de recursos últimos de gas natural son todavía más inciertas y conflictivas.

El propósito de este trabajo consiste en presentar evidencias para sostener la tesis de que para formular una política en materia de energía no basta contar exclusivamente con las estimaciones nacionales y globales de los expertos sobre las reservas de hidrocarburos. Dichos cálculos, por excelentes que sean, tienen un carácter básicamente especulativo y están rodeados de una gran incertidumbre e inexactitud. Es conveniente matizar la idea comúnmente aceptada de que el mundo actual tiene un mejor y más amplio conocimiento sobre las reservas de hidrocarburos que hace veinte años. La dispersión de las evaluaciones de los "expertos más confiables" obliga a pensar que, si bien se ha ampliado el conocimiento sobre el tema, queda todavía mucho por mejorarlo.

En virtud del papel central que desempeñan y desempeñarán todavía en los próximos decenios los hidrocarburos en el consumo mundial de energía, en los distintos pronósticos sobre disponibilidad futura de petróleo subyacen desacuerdos profundos con respecto a las propuestas de política energética y la política de explotación y comercialización de petróleo. Estos desacuerdos tienden a acentuarse con el paso del tiempo porque el concepto de reservas ha sido mistificado a tal punto que pareciera

como si fuera algo perfectamente definido y sobre el que no se tuviera ninguna duda. Al manejar las estimaciones sobre reservas petroleras, sea nacionales o mundiales, los expertos en la cuestión suelen olvidar que están sujetas a un margen de error muy considerable. Frente al debate entre dos grupos de expertos de alto nivel sobre una cuestión técnica sumamente compleja, una persona no experta podría pensar que la verdad está en el punto medio; por desgracia no es así. No es posible probar cuál es el enfoque correcto y existen grandes dificultades para que los "optimistas" y los "pesimistas" petroleros lleguen a un entendimiento. Quienes aplican las estimaciones sobre reservas de hidrocarburos en la toma de decisiones de política pueden estar proponiendo soluciones con base en datos incompletos y quizá equivocados. 2 Hay demasiadas cosas en juego como para pensar que la cuestión de la evaluación de las reservas de hidrocarburos es un ejercicio meramente técnico y académico.

## PRIMERA PARTE

### RESERVAS MUNDIALES DEL PETROLEO CRUDO

#### 1. Conceptos, métodos de clasificación y cuantificación y últimas reservas recuperables

##### 1.1 Definición de conceptos

La evaluación de las reservas ha dado lugar a una gran controversia en parte porque hay una gran confusión sobre lo que debe entenderse por la palabra "reservas". ¿Cuánto petróleo y gas natural hay en el mundo? Todo depende de lo que se quiera decir.

A la fecha se carece de un marco conceptual uniforme para interpretar toda la gama de estimaciones sobre reservas de petróleo con precisión en el manejo de los términos. Hay problemas de definición al tratar con estimaciones alternativas para una fuente energética dada, en este caso el petróleo y el gas natural y hay problemas aun mayores al tratar de relacionar conceptos sobre otros recursos energéticos, como pudiera ser el carbón, con los conceptos usuados en el caso del petróleo. 3

Es muy común que al referirse a las reservas los expertos hablen de dos cosas totalmente distintas. Por ejemplo, hay expertos petroleros que consideran que si las tasas de crecimiento del consumo siguen aumentando en forma exponencial como lo han hecho desde 1960, el petróleo se agotará dentro de veinte años y el gas natural dentro de catorce años. En cambio, Peter Odell, el economista petrolero más optimista de los últimos tiempos,

opina que "no hay razón para preocuparse por la capacidad de la base de recursos petroleros para cubrir la demanda esperada no sólo en lo que resta del siglo, sino bien entrado el siglo XXI, aunque las tasas de consumo llegarán a ser cinco veces superiores al nivel actual". Esta diferencia de opiniones se debe en parte a que se está hablando sobre dos conceptos muy diferentes: en el primer caso se habla de estimaciones de "reservas probadas" mientras que en el segundo se habla de la "base de recursos". 4

A pesar de que subsisten controversias de este tipo, se han logrado avances en la conceptualización de las estimaciones de la disponibilidad de hidrocarburos y se han hecho intentos por plantear distinciones operativas en la terminología. Aquí se mencionarán solamente algunas de las definiciones básicas como gufa para la evaluación de las estimaciones sobre últimos recursos recuperables y reservas de energéticos, en particular de hidrocarburos convencionales (petróleo crudo y gas natural).

Base de recursos: Cantidad total de hidrocarburos existente en la corteza terrestre. En ocasiones se habla de "petróleo *in situ*". Puesto que las tasas de recuperación varían del 20 al 60 por ciento del petróleo en un depósito, la "base de recursos" se cuantifica por lo general con base en una cierta tasa esperada de recuperación.

Reserva: Porción recuperable del recurso descubierto.

Reserva probada: Parte de las reservas recuperables que, según la evidencia geológica y de ingeniería, podrá recuperarse con seguridad en el futuro a partir de los depósitos conocidos. No hay nada hipotético en una cifra de reservas probadas. Estas forman el acervo de trabajo de la industria petrolera.

Reserva probable: Posibles adiciones a las reservas probadas gracias a la ampliación y/o descubrimiento de nuevos campos en yacimientos conocidos o bien a la aplicación de técnicas más avanzadas de recuperación. Las reservas probables incluyen todo el petróleo que puede recuperarse con el uso de la tecnología existente a los precios mundiales de petróleo vigentes en el momento de la estimación.

Reserva potencial: Cantidad inferida, que se supone explotable en aquellas áreas y provincias en donde la información geológica y geofísica disponible indica la presencia de factores favorables para la existencia de energéticos, excluidas las áreas de reservas probadas.

Para evaluar el grado de adecuación de las reservas a largo plazo se considera que la medida de reservas probadas es un concepto demasiado restringido. Por eso se complementa con estimaciones de las "reservas no probadas" que incluyen las reservas probables y potenciales, es decir el monto de petróleo que se supone recuperable en las condiciones económicas actuales pero del que sólo es factible tener cierta aproximación con base en una serie de datos geológicos y geofísicos incompletos. Si se tiene en cuenta el efecto de las técnicas más avanzadas de recuperación y se incluyen los recursos aun no descubiertos, se obtienen las estimaciones sobre últimos recursos recuperables.

Las definiciones anteriores se usan en los trabajos técnicos del American Petroleum Institute en Estados Unidos y han sido utilizadas como modelo en muchos otros países. Sin embargo, por la diferencia en la reglamentación jurídica del sector petrolero y en las características geológicas especiales de cada yacimiento, sobre todo en las grandes estructuras y unidades operativas de Medio Oriente, se liberalizaron las definiciones a tal punto que en las estimaciones nacionales se empezaron a incluir montos no estrictamente probados en la categoría de "reservas probadas". 5

Los límites que separan una categoría de reservas de otra fluctúan continuamente a medida que el desarrollo de yacimientos petroleros transforma reservas probables en probadas y la investigación transforma los recursos adicionales en reservas posibles o incluso amplía la base de recursos. 6

Además, se han modificado con el tiempo los supuestos que subyacen en las definiciones sobre reservas probadas. En principio, sólo debería entrar en la categoría de reservas probadas de petróleo el monto que puede recuperarse según los métodos tecnológicos establecidos y en las condiciones económicas prevalecientes en un momento dado. Pero ha resultado cada vez más difícil aplicar estos criterios en la práctica. Se está planeando producir petróleo costa afuera a profundidades superiores a los 300 metros y no se descarta la posibilidad de poder hacerlo a más de 2,000. Sin embargo, en la definición oficial adoptada por muchos gobiernos, se excluye todavía de la categoría de "capacidad productiva real" al petróleo que está por debajo de los 200 metros (660 pies) de profundidad en el mar.

Las cifras publicadas sobre reservas probadas subestiman de distintas maneras las reservas realmente recuperables. Se limitan al petróleo que se identifica como recuperable en un yacimiento petrolero pero no incluyen al petróleo localizado en extensiones del campo que se explorarán posteriormente ni tampoco aquél que podría recuperarse por métodos secundarios y terciarios. Al prin-

cipio de la exploración de un yacimiento petrolero necesariamente se subestima el monto de petróleo recuperable. A medida que avanza la exploración se va identificando una parte creciente de las reservas recuperables hasta que la estimación de las reservas probadas llega a coincidir con la cifra sobre reservas últimas recuperables. Así, por ejemplo, del análisis de los registros de producción de unos 130 pozos petroleros localizados en la provincia de Alberta en Canadá, la cantidad de petróleo recuperado de cada yacimiento fue, en promedio, unas nueve veces superior a las reservas publicadas que se dieron a conocer al final del primer año de exploración. Aun cuando el caso de Canadá parece ser excepcional por la riqueza de los depósitos, si es factible aplicar en general el principio de la revaluación al alza de las cifras publicadas sobre las reservas probadas de petróleo crudo. 7

## 1.2 Métodos de clasificación

Es difícil relacionar los resultados de las evaluaciones de los recursos petroleros, tanto a nivel regional como mundial, no sólo por la diferencia en la terminología y las definiciones, sino también por la falta de criterios comunes de clasificación de los recursos petroleros. A lo largo de la historia de la industria petrolera se han desarrollado varios esquemas de clasificación de las reservas, lo que llevó a muchas definiciones y términos contradictorios. Las diferentes interpretaciones que dieron los investigadores a las distintas clases de reservas impidió el desarrollo de un enfoque común tanto para las categorías individuales de reservas, como para los sistemas de clasificación en general. 8

En los países de economía de mercado, el sistema de clasificación más usado es el llamado diagrama de McKelvey basado en el conocimiento geológico de los yacimientos y las técnicas de recuperación. El elemento central de dicho sistema es la distinción entre reservas y recursos. 9

El sistema de clasificación manejado en la URSS distingue cuatro categorías de reservas, llamadas A, B, C y C<sub>2</sub>. Las "reservas corrientes" forman las categorías 1 y 2 A, B y C<sub>1</sub>, y son más o menos equivalentes a las "reservas probadas": las reservas de la categoría A se exploran a fondo y se calculan en el transcurso del desarrollo de los yacimientos; las reservas de las categorías B y C<sub>1</sub> también se calculan después de que se perfora un número razonable de pozos de desarrollo. Las reservas de la categoría C<sub>2</sub> son todavía no-comerciales y sumamente heterogéneas; incluyen las reservas de zonas inexploradas en yacimientos ya descubiertos, los horizontes prospectivos en campos conocidos y las estructuras prospectivas localizadas en zonas petroleras.

A pesar de sus diferencias, ambos sistemas de clasificación se basan en los mismos principios: 1) grado de certeza geológica en la evaluación de los recursos; 2) significado económico de los recursos; 3) por ciento máximo de reservas producidas y grado más alto posible de explotación de los depósitos; 4) rentabilidad de la producción actual y las reservas. 10

Ambos sistemas tienen también limitaciones importantes. El sistema de clasificación empleado en la URSS hace una subdivisión demasiado detallada de un grupo en realidad unitario de reservas en tres categorías (A, B y C<sub>1</sub>) y no da la homogeneidad necesaria a los recursos de la categoría C<sub>2</sub>. Por su parte, el diagrama de McKelvey también resulta demasiado detallado para un uso internacional y no da a las cifras de reservas el dinamismo que deben tener. Como se señaló antes, la producción está agotando continuamente las reservas probadas, mientras que el desarrollo y cualquier mejora en el factor de recuperación en relación con el petróleo in situ aumenta el acervo de petróleo probado. Es obvio que un aumento sostenido de los precios de los hidrocarburos puede aumentar el monto recuperable al modificar el parámetro económico.

### 1.3 Métodos de cuantificación de las reservas

Los numerosos métodos propuestos por economistas y geólogos para cuantificar las reservas son de dos tipos, que en la práctica se combinan con frecuencia: el método histórico-estadístico y el método volumétrico o de analogía geológica.

El primero fue diseñado por King Hubbert y se basa en un análisis de la relación entre el monto de perforación exploratoria y la tasa de descubrimiento de petróleo. El método no es riguroso porque se basa en una supuesta continuidad de las tendencias observadas en el pasado. Su debilidad principal es la escasez de datos históricos confiables para la mayoría de los países y las regiones en cuanto a reservas de petróleo crudo. Por lo general los únicos datos confiables son los de producción. Los datos sobre reservas no distinguen entre revisiones y nuevos descubrimientos mientras que la información sobre perforación es muy pobre y no siempre distingue entre perforación exploratoria y perforación de desarrollo.

El método anterior supone también la disponibilidad de una muestra estadística no sesgada que difícilmente puede obtenerse. En el avance de las labores de exploración influyen factores de orden financiero (en México los precios del petróleo se mantuvieron congelados hasta 1974 lo cual impidió una exploración adecuada), político (las empresas petroleras deciden a menudo limitar las perforaciones a las zonas mejor conocidas donde

tienen mayor posibilidad de éxito, cuando el ambiente político es inestable), administrativo (como sucedió con la National Iranian Oil Company) y tecnológico (el ritmo de los adelantos en este campo y la disponibilidad de nuevos conocimientos técnicos).

En su versión más detallada y refinada, la analogía geológica ha sido el método preferido de las empresas petroleras en los últimos 10 años. Prácticamente ellas son las únicas que disponen de la gran cantidad de información que se requiere para aplicarlo, por sus trabajos de exploración y explotación en distintas partes del mundo (excluidos desde luego los países de planificación central) en condiciones geológicas muy distintas. El método parte de la definición y el conocimiento sobre las provincias o cuencas petroleras que se han explotado o en las que se ha realizado algún tipo de perforaciones exploratorias. Por lo general, las cuencas sedimentarias que se usan como referencia son las que se localizan en América del Norte porque se conocen mucho mejor que otras.

Este tipo de comparaciones entre cuencas sedimentarias se enfrenta con varios problemas, entre otros, el hecho de que la industria petrolera ha concentrado su actividad en la localización de yacimientos gigantes y supergigantes que son los menos representativos a nivel mundial en un periodo en el que se buscan intensamente depósitos de hidrocarburos por razones de seguridad energética nacional. Además, muchos expertos consideran que a la fecha se tiene un conocimiento muy inexacto de las cuencas sedimentarias, incluso de las que se localizan en Estados Unidos y que precisamente sirven como referencia para aplicar el método de la analogía geológica.

En el Cuadro 1 se resumen los principios y las desventajas de los dos métodos señalados de evaluación de las reservas.

CUADRO 1

COMPARACION DE LOS METODOS PARA ESTIMAR LOS RECURSOS DE PETRÓLEO

ESTADÍSTICO HISTÓRICO                      ANALOGÍA GEOLOGICA

PRINCIPIOS

<p>1. ELECCION DE DATOS HISTÓRICOS REPRESENTATIVOS</p> <p>p.ej. TASA DE DESCUBRIMIENTO:</p> $\frac{N}{X}$	<p>1. DEFINICION DE LAS REGIONES SEDIMENTARIAS O CUENCAS</p>
<p>2. EXTRAPOLACION AL FUTURO</p>	<p>2. COMPARACION CON ALGUNAS REGIONES O CUENCAS DE REFERENCIA</p> <p>a. SUBJETIVA (METODO CORRIENTE)</p> <p>b. CIENTIFICA (CON DESARROLLO)</p>

DESVENTAJAS

<ul style="list-style-type: none"> <li>- REQUIERE UNA LARGA HISTORIA ESTADÍSTICA (CON LA CUENTAN SOLO UNOS CUANTOS PAISES)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CONOCIMIENTO POBRE (INSUFICIENTE) DE CUENCAS INEXPLORADAS.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- SESGADO POR FACTORES ECONÓMICOS, POLÍTICOS Y TECNOLÓGICOS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- NINGUNA EXPERIENCIA PREVIA DE RECUPERACION ULTIMA EN UNA CUENCA DE REFERENCIA (INCLUSO EN E.U.)</li> </ul>

1.4 Estimaciones sobre recursos últimos recuperables de petróleo crudo

Hay grandes dificultades para estimar la disponibilidad potencial de hidrocarburos, sobre todo a largo plazo. Las incertidumbres que subyacen en tales estimaciones son enormes debido a que no hay manera de determinar con un margen de exactitud razonable la amplitud de la parte no descubierta de los recursos últimos recuperables, ni qué tanto habrá de encontrarse, ni cuando, ni donde ni a qué tasa se podrán recuperar los recursos provenientes de los nuevos hallazgos. Siendo así, nuestra reseña de las contribuciones de algunos de los especialistas petroleros más connotados con respecto a la estimación de los últimos recursos recuperables de petróleo crudo tiene como propósito señalar las incertidumbres y los riesgos que plantea el cálculo y el manejo de estas estimaciones. En vista del aumento sostenido del precio de los energéticos y de los costos de capital después de que se hicieron muchas de estas estimaciones, es de esperar que éstas serán objeto de revisiones a fondo en el futuro, con una tendencia al alza. 11

El Cuadro 2 presenta las estimaciones sobre últimos recursos recuperables de petróleo crudo elaboradas en los últimos 35 años. Estas estimaciones incluyen la producción acumulada, las reservas probadas disponibles y las adiciones esperadas a ellas. Sin embargo, no tienen en cuenta la posible disponibilidad de los recursos re-

cuperables de gas natural. Dependiendo de quien haya hecho la estimación, las adiciones esperadas pueden incluir u omitir tanto los descubrimientos futuros probables como las revisiones que reflejan cambios en el factor de recuperación. No se trata de proyecciones sobre el volumen total de hidrocarburos convencionales (crudo y gas natural) que se podrá llegar a producir, sino de evaluaciones acerca de los límites técnicos máximos de lo que la naturaleza de los yacimientos disponibles del crudo permitirá producir en el marco de condiciones tecnológicas, económicas y políticas favorables. 12

De las doce estimaciones "independientes" que aparecen en esta lista, Hubbert (del U.S. Geological Survey) y Moody (Mobil) aportaron dos cada uno y Weeks (Weeks National Resources) cuatro. Las demás estimaciones son "derivadas", es decir, se elaboraron con base en una serie de ajustes a la estimación anterior de otro experto, teniendo en cuenta ciertos factores o zonas geográficas no incluidos por quien hizo la estimación original. Muchas de las estimaciones que se han repetido por años en la literatura internacional sobre petróleo fueron en realidad inferidas del contenido de los trabajos originales anteriores de otra persona. 13

El Cuadro 2 muestra cómo las estimaciones sobre últimos recursos mundiales recuperables han tendido a aumentar. Mientras que en 1942 se preveía que existían mil millones de barriles, para 1977 se estimaba que las reservas eran de entre 1,760 y 1,900 mil millones de barriles, un aumento de más de tres veces en 35 años. El incremento se explica en parte porque la magnitud global de los yacimientos de Medio Oriente no se alcanzó a percibir hasta mediados de los cincuenta. Curiosamente, la dispersión de las estimaciones ha sido prácticamente la misma entre 1970 y 1975, que 25 años antes entre 1945 y 1950.

Desde 1960 los geólogos han tendido a converger en una estimación del orden de 2,000 mil millones de barriles incluidas las reservas últimas recuperables provenientes de los países socialistas. 14 Esta cifra fue corroborada por un análisis estadístico efectuado con el método Delphi por Pierre Espiraire, en ocasión del Congreso Mundial de Energía de 1977, de las respuestas de 29 autoridades representativas incluidas las llamadas Siete Hermanas, el US Geological Survey y los consultores privados más destacados. Como se indica en la gráfica 1 las respuestas cubrieron una gama muy amplia, desde una cifra de 1,275 mil millones de barriles hasta cifras altas de entre 4,000 y 7,000 mil millones de barriles. El 90 por ciento de los expertos consideró que las reservas últimas recuperables eran superiores a los 1,658 mil millones de barriles y el 10 por ciento restante señaló que serían superiores a los 2,580 mil millones de barriles, suponiendo que la tasa

de recuperación aumentara de 25 a 40 por ciento para fines de siglo. Desprairies considera que los recursos mundiales últimos para producir, estimados en 1977, eran de entre 1,842 y 2,200 mil millones de barriles incluidas las zonas polares y los océanos.

CUADRO 2

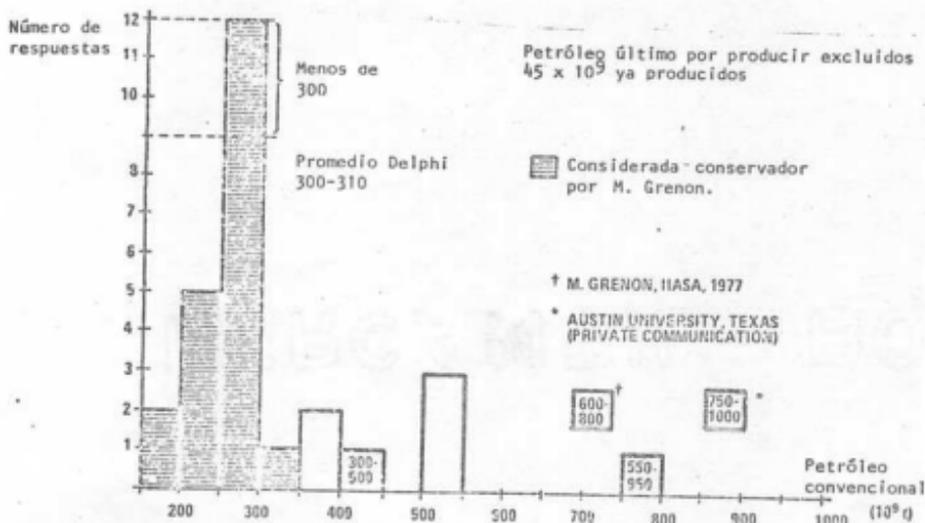
ESTIMACIONES SOBRE ULTIMAS RESERVAS RECUPERABLES DE PETROLEO

ARO	ESTIMACION Millones de barriles	FUENTE
1920	43	Anon.
1942	600	Pratt, Weeks, Stebinger
1946	400	Duce
1946	555	Pogue
1948	610	Weeks
1949	1,010	Weeks
1949	1,500	Levorsen
1953	1,000	MacNaughton
1958	1,500	Weeks
1959	2,000	Weeks
1962	1,250	King Hubbert
1965	2,480	Hendricks (USGS)
1967	2,090	Ryman (Exxon)
1968	1,800	Shell
1969	1,350-2,100	King Hubbert
1970	1,800	Moody (Mobil)
1971	1,200-2,000	Warman (BP)
1972	1,952	Jodry
1973	4,000	Odell
1974	2,000	Bonillas
1975	2,000	Moody
1975	3,575 a 4,233	Odell
1977	1,760/1,900	World Energy Conference

FUENTE: William Stonnage, "Resource Estimates and Politics Don't Mix", World Oil, octubre de 1979.

### GRÁFICA 1

#### ANÁLISIS DE DELPHI DE LOS RECURSOS PETROLEROS MUNDIALES



Por su parte Peter Odell (Universidad Erasmus, Rotterdam) considera que la cifra de 2,000 mil millones de barriles subestima muy considerablemente el monto real de recursos y refleja solamente la visión mundial de una de las Siete Hermanas, la British Petroleum. En su opinión, las empresas petroleras ocultan deliberadamente tanto a los gobiernos como al público la información sobre sus reservas. Al subestimar éstas últimas crean una situación de incertidumbre con respecto a los niveles futuros de producción con el fin de lograr ventajas en materia de precios, condiciones operativas y régimen fiscal. Ajustando una curva estadísticamente significativa de primer orden, Odell ha llegado a la conclusión que hay mucho más de 2,000 mil millones de barriles de petróleo recuperables y que es válido duplicar la cifra a 4,000 mil millones.

Aparte de las diferencias menores en las cifras sobre reservas que se pueden atribuir a las distintas definiciones sobre recursos probables y al grado en que se incluyen en las estimaciones los nuevos descubrimientos, las disparidades pueden atribuirse también a los

factores de recuperación aplicados concretamente al caso de la URSS y a las diferentes estimaciones sobre el potencial de las zonas profundas de los océanos. 15

Varios elementos influirán en las revisiones futuras que hagan los expertos sobre las estimaciones mencionadas. Entre los factores que podrían determinar una revisión a la baja están: a) una posible disminución de las tasas de descubrimiento; b) la imposibilidad para aumentar la tasa de recuperación al 50%; c) el aumento de los costos de exploración y desarrollo, haciendo que el petróleo sea demasiado costoso y cada vez menos competitivo en relación con el carbón y otras fuentes energéticas alternativas. Los elementos que presionarían en sentido inverso serían: a) el descubrimiento de un "nuevo Medio Oriente"; b) buenos resultados de la exploración en los océanos; c) el descubrimiento de nuevos tipos de depósitos; d) los avances en la exploración, perforación y tecnología de producción; e) el mejoramiento de la recuperación; f) la presente subestimación de las estimaciones regionales.

#### 1.6 Limitaciones de las estimaciones de las reservas

Se tiende a creer que la estimación de las reservas petroleras recuperables, por lo menos con respecto a las zonas terrestres y las plataformas continentales, es mucho más exacta ahora de lo que era hace unos años, porque está basada en un conocimiento más amplio de la base total de recursos minerales. Pero lo cierto es que la estimación de los recursos últimos de hidrocarburos deja mucho que desear y resulta insuficiente para planear a nivel nacional y global la transición hacia fuentes energéticas alternativas. Las estimaciones de las reservas tienen limitaciones importantes.

En primer lugar, ninguno de los métodos de estimación de las reservas está libre de subjetividad y muy pocos hacen explícitos los supuestos económicos que manejan. Si lo hacen, dichos supuestos suelen ser tan arbitrarios como los siguientes: un factor global de recuperación de 40 por ciento; un límite de profundidad máxima de explotación en el mar de 200 metros (600 pies); la incorporación de todas las estructuras con potencial petrolero en la estimación o costos de producción de 20 dólares por barril para el año 2000 (en dólares de 1976). Es discutible la validez de cada uno de estos supuestos por separado y también en conjunto. A la luz de los acontecimientos recientes, por ejemplo, es claro que la opinión acerca del potencial petrolero en las zonas profundas de los océanos tendrá que someterse a una revisión a fondo, lo mismo que los costos futuros de exploración. 16

En segundo lugar, las extrapolaciones para determinar los recursos últimos no tienen ninguna contrapartida

geológica real, sino que reflejan simplemente la aplicación de los factores tecnológicos, económicos y de comercialización presentes a una serie de datos parciales derivados de las observaciones empíricas. 17 Las estimaciones sobre reservas últimas no son más que estimaciones sobre la base de recursos en un momento dado a la luz de la tecnología de recuperación y las circunstancias económicas del momento. Por consiguiente, las estimaciones publicadas acerca de las reservas últimas hechas hace apenas unos años pueden llegar incluso a ser inferiores a la cifra actual de reservas probadas. 18

En tercer lugar, tanto los aumentos de precios del crudo en los últimos años como el constante avance tecnológico no han sido incorporados todavía en ninguna de las estimaciones disponibles sobre recursos. Es claro que estas estimaciones se ajustarán tarde o temprano para tener en cuenta el mayor interés y la mayor facilidad que ofrecen la exploración y la recuperación de crudo en un contexto de precios siempre crecientes. 19 Algunos expertos tienden a extrapolar situaciones de corto plazo, tales como el control de la OPEP sobre un segmento muy importante de la oferta mundial de petróleo crudo, a situaciones de más largo plazo, bajo el supuesto de que la distribución geográfica actual de las reservas conocidas de petróleo y el potencial productivo conocido forman el marco general definitivo en materia de disponibilidad de la riqueza petrolera mundial. Esto también es muy discutible. 20

En cuarto lugar, aún las pocas estimaciones que desagregan los datos por país o por región no incorporan explícitamente el factor de incertidumbre que necesariamente está presente cuando se evalúan las reservas no descubiertas. A esto se agrega que casi ninguna estimación describe el razonamiento que está detrás de las evaluaciones. Por lo general sólo se presentan cifras aisladas sin ningún razonamiento convincente.

Quinto, mientras que algunos expertos (Adams y Kirby) apenas consideran la posibilidad de encontrar petróleo en las zonas más profundas del mar, otros (Moody) consideran que se trata de zonas muy prometedoras que podrían llegar a duplicar las estimaciones sobre los recursos últimos. Adoptando la posición extrema, Bernardo F. Grossling, del U.S. Geological Survey, considera que las reservas recuperables están entre 2,600 y 6,500 mil millones de barriles, siendo esta última cifra más de tres veces superior a la cifra de "consenso". El hecho mismo de que haya tales desacuerdos entre los expertos permite dudar de la exactitud de las estimaciones geológicas mismas. Todas ellas no son más que órdenes de magnitud que bajo ninguna condición deben inter-

pretarse como si fueran cifras definitivas o universalmente aceptadas. 21

Sexto, no se han integrado hasta la fecha las estimaciones de los recursos últimos recuperables del crudo con las del gas natural, no obstante el grado creciente de su mutua sustituibilidad y la importancia creciente del gas natural en la economía de los hidrocarburos. La gran mayoría de los expertos en materia de hidrocarburos usa como marco de referencia una situación histórica ya superada en la que el panorama mundial de hidrocarburos estaba circunscrito al petróleo crudo.

Por último hay grandes interrogantes con respecto a la posibilidad de producir petróleo a base de hidrocarburos no convencionales como esquistos, arenas bituminosas, metano geopresurizado e hidratos de gas, que parecen ofrecer un gran potencial para ampliar la oferta global de hidrocarburos, siempre y cuando se puedan explotar en un plan comercial. También se podría expandir la oferta mediante la reducción de los costos de perforación, el aumento de la recuperación terciaria o la ampliación de las labores de perforación a grandes profundidades. Algunas de estas fuentes permitirían ampliar las adiciones a los recursos posibles, aunque no fuera posible cuantificar la probabilidad de que se exploten en alguna fecha definida.

En última instancia, las cifras sobre recursos últimos recuperables sólo tienen un sentido de orientación general, dado que son estimaciones altamente especulativas y no hay manera de determinar la amplitud de la parte todavía no descubierta de los recursos. Tampoco es posible determinar a qué tasa se recuperarán los nuevos hallazgos. Aunque se haya reunido una gran cantidad de información acerca de la posibilidad de localizar hidrocarburos y se hayan perfeccionado las técnicas geológicas y geofísicas para detectarlo, no hay conocimiento técnico que permita determinar, sin un margen de error considerable, la cantidad de petróleo o gas que debe contener un yacimiento. 22

Sin embargo, es importante señalar que aun cuando las estimaciones sobre recursos y reservas del petróleo son altamente especulativas, no suelen manejarse como tales. Por lo general pasan a manos de personas no expertas o del público en general que no se percatan de la gran incertidumbre e inexactitud que suponen las estimaciones y que atribuyen a la información de este tipo un alcance que ni los expertos que las han formulado se atreverían a darles. Se han dado casos en que la política energética de un país es influida en gran medida por una visión determinada sobre recursos que son indeterminados por definición. Con ello se están pasando por alto los dos elementos más importantes del panorama petrolero e internacional: los riesgos e incertidumbres que están de por

medio, por un lado, y la capacidad tecnológica en el sector petrolero, por otro.

Un ejemplo al respecto fue lo que sucedió a mediados de 1973 cuando varias empresas petroleras transnacionales publicaron una serie de informes en los que presentaban una visión pesimista sobre el futuro de los recursos petroleros mundiales. Aunque su argumentación estaba llena de supuestos e interrogantes, la opinión pública en muchos países interpretó estos informes como si realmente fuera a haber una escasez inminente de petróleo, a pesar de que los registros sobre actividades de perforación y nuevos descubrimientos en distintas partes del mundo apuntaban exactamente en dirección contraria. 23

## II. PANORAMA MUNDIAL DE LAS RESERVAS DE PETROLEO CRUDO

### 2.1 Fuentes de Información

El problema más serio que se presenta al hacer la evaluación de las reservas de petróleo crudo es el de la información disponible. El marcado interés que se tiene en las reservas, sobre todo entre las grandes empresas petroleras privadas, no asegura que pueda contarse con una base de datos estadísticos confiables en cada país y menos aun para todo el mundo.

A nivel nacional, muchos gobiernos y organismos especializados publican periódicamente cifras sobre reservas de petróleo y de gas natural. Sin embargo, resulta difícil comparar y/o agregar estos datos por sectores debido a las distintas definiciones. Por ejemplo, pocos países diferencian entre reservas de petróleo crudo y líquidos del gas natural. Hay casos en los que se publican solamente cifras que combinan petróleo crudo y líquidos del gas natural en términos de equivalente de petróleo crudo y la parte de este agregado suele estimarse de manera arbitraria.

También se dan diferencias en cuanto a la disponibilidad de información sobre los recursos recuperables de petróleo. Existe un primer grupo de países (en el que están incluidos Estados Unidos y el Canadá) donde se dispone de un amplísimo acervo de información sobre la calidad, localización y amplitud de las reservas. En Estados Unidos, el Geological Survey publicó estudios detallados sobre los recursos petroleros en 1971 y 1975 que han sido sujetos a revisiones posteriores que todavía no han salido a la luz pública. Para las estimaciones sobre reservas, las autoridades norteamericanas dependen del trabajo que realiza cada estado y de los informes anuales publicados por el American Petroleum Institute (API) y procedentes de las empresas petroleras. El Departamento de Energía consideró la posibilidad de asumir la tarea de evaluación de las reservas que hasta ahora realiza el

API, pero el Congreso rechazó tal propuesta en 1980, porque significaba una "duplicación burocrática" de una tarea desempeñada de manera satisfactoria por el sector privado. Por consiguiente, la revisión de la información sobre las reservas petroleras norteamericanas no se hace en la actualidad (inicios de 1981) en ninguna otra parte.

Los demás países miembros de la OCDE cuentan con una información razonablemente amplia elaborada por los gobiernos. Por ejemplo, el Departamento de Energía de Gran Bretaña publica en su "libro café" información sobre reservas de petróleo crudo en el Mar del Norte, con datos adicionales sobre Holanda, Noruega y otros países europeos; estos datos se resumen en el Annuaire de l'Europe Petroliere, publicado en Hamburgo.<sup>24</sup> En el Canadá la responsabilidad de elaborar las estadísticas sobre reservas corresponde al Departamento de Energía las cuales se complementan con los informes anuales del Canadian Petroleum Association.

Hay un segundo grupo de países (incluidos los miembros de la OPEP) que, si bien se han vuelto sumamente activos en lo que toca a la revaluación de sus reservas petroleras (con ayuda de consultores independientes en ingeniería y geología provenientes de los países industriales), se rehusan tal vez por razones políticas, a publicar ya sea cifras sobre producción corriente o datos sobre sus últimos hallazgos de reservas.

En el tercer grupo compuesto por los países de planificación central que representan por lo menos un 15 por ciento de las reservas mundiales, se aprecian las limitaciones de los datos sobre la magnitud de los recursos y las reservas petroleras ya que éstos se consideran asunto de seguridad nacional. La información se guarda con tanto recelo que al parecer los funcionarios gubernamentales de estos países dependen de la información procedente de empresas y gobiernos de los países importadores para tener una idea de sus propias reservas. Como señalaba un distinguido geólogo soviético en el Congreso Mundial Petrolero de 1979, "no sabemos cuanto petróleo tenemos; sin embargo, parece que otros sí lo saben, sin tener el beneficio de la duda".<sup>25</sup>

Cabe señalar también que es prácticamente imposible que las cifras de recursos y reservas que se publican en la literatura técnica y la prensa especializada estén al día porque no hay información completa y fidedigna acerca de algunos descubrimientos en estructuras con un gran potencial y también porque hay diferencias sustanciales entre las condiciones económicas y tecnológicas de su futuro desarrollo.

A nivel mundial los agregados usados más comúnmente sobre reservas mundiales probadas son los que publican cada año Oil and Gas Journal (en diciembre) y World Oil

(en agosto). Las estimaciones presentadas en estas dos fuentes corresponden a reservas recuperables a los precios corrientes con el uso de las tecnologías disponibles en la fecha de la estimación.

Las fuentes de información en que se basan estas cifras globales va desde la compilación de estadísticas oficiales por parte de empresas petroleras, expertos petroleros "altamente confiables" y organismos gubernamentales (estadísticas cuya publicación es obligatoria en algunos países como Estados Unidos y el Canadá) hasta las "mejores conjeturas" en el caso de algunos países miembros de la OPEP donde las empresas operadoras y los gobiernos se resisten tanto a publicar estimaciones oficiales sobre reservas para los campos desarrollados como a dar a conocer las que se pueden atribuir a nuevos desarrollos. Históricamente, las estimaciones sobre reservas probadas publicadas se han ajustado con bastante exactitud a las cifras publicadas por los gobiernos de los países productores y ante la falta de una recopilación de información sobre reservas, las fuentes mencionadas son las únicas disponibles para efectuar una comparación de la dotación intrarregional de recursos. 26

Esto no significa que las cifras publicadas por las dos fuentes mencionadas puedan compararse entre sí sin reserva alguna. Porejemplo, la definición de adiciones netas a las reservas que aplica la empresa ARAMCO en Arabia Saudita es exactamente igual a la del API: reservas probadas a fines del año anterior más adiciones brutas menos producción. Pero de esto no se infiere que esta regla sea la misma para el resto de las estadísticas publicadas en los demás países del Golfo Pérsico. Por ejemplo, mientras que el Oil and Gas Journal estimó a fines de 1974 que las reservas en dicha región eran de 94 mil millones de barriles, Wallace E. Pratt estimó en esa misma fecha que las "reservas probadas" del Golfo eran de 230 mil millones. Otro caso ilustrativo de las discrepancias es el de la Gulf Oil Corporation, empresa que señaló a propósito de su participación en Kuwait a principios de los sesenta que consideraba como reservas probadas la producción que se pueda obtener de pozos actuales más la perforación de un número limitado de lo que se considera como localizaciones probadas. Aunque esta definición de las reservas probadas parece muy semejante a la que maneja el API, las reservas de Kuwait calculadas sobre esta base eran de 43 mil millones de barriles a fines de 1962, o 68 por ciento de los 63 mil millones de barriles de reservas probadas publicadas en el Oil and Gas Journal en el mismo año. 27

Cabe agregar que por lo general las estimaciones del World Oil y del Oil and Gas Journal difieren considerablemente. Las estadísticas que ofrece el Oil

and Gas Journal dan por lo general las cifras más altas, en parte porque incluyen los líquidos del gas natural. En ninguno de los dos casos puede decirse que las cifras tengan un "valor oficial". Las dos fuentes mencionadas no señalan nunca de donde provienen las estimaciones, de tal manera que no se puede "cruzar" información. El World Oil acostumbra revisar sus estimaciones con frecuencia. Por ejemplo, su estimación de las reservas mundiales al lo. de enero de 1976 se redujo en 21,000 millones de barriles, como resultado de las revisiones que se hicieron después que la información se publicó por primera vez. A título de comparación entre ambas fuentes, el Cuadro 3 presenta algunas cifras de reservas petroleras al lo. de enero de 1976, publicada respectivamente por World Oil y Oil and Gas Journal. Incluso las estimaciones más conservadoras tienen siempre un carácter preliminar por lo que resulta muy cuestionable emplearlas como suele hacerse para hacer predicciones sobre el posible comportamiento de precios u oferta a largo plazo.

CUADRO 3

COMPARACION DE LOS DATOS DISPONIBLES SOBRE RESERVAS

DE PETROLEO AL 1° DE ENERO DE 1976

(miles de millones de barriles)

	<u>WORLD OIL</u>	<u>OIL AND GAS JOURNAL</u>	
		<u>original</u>	<u>revisada*</u>
Total Mundial	549,914	598,990	640,390
Arabia Saudita	110,187	110,000	151,400
URSS	59,900	78,100	
Estados Unidos	30,942	31,300	
Irán**	48,130	63,000	
México	8,000	7,000	

\*La revisión se debió principalmente a los ajustes hechos por funcionarios del gobierno de Arabia Saudita; esta corrección se introdujo en el OGJ de febrero de 1977. Sin embargo World Oil no la incluyó en su número del 15 de agosto.

\*\*Al 1° de enero de 1976, las reservas petroleras iraníes eran de 66,281 miles de millones de barriles según el World Oil.

## 2.2 Localización de las reservas de petróleo crudo

Por lo general las distintas evaluaciones sobre los recursos conocidos y potenciales de petróleo se basan en estimaciones agregadas de los recursos recuperables últimos. Aunque tales agregados son muy útiles para explicar las características del mercado energético mundial, en vista del papel decisivo que el petróleo desempeña en dicho mercado, es importante conocer también la evolución histórica y la composición de estos agregados.

En el periodo de posguerra, el centro de gravedad tanto del desarrollo de las reservas como de la producción, se desplazó hacia Medio Oriente y Africa del Norte, donde los rendimientos de la inversión eran muy superiores a los de otras regiones. Salta a la vista el deterioro creciente, absoluto y relativo, de las reservas de Estados Unidos sobre todo cuando se relacionan con los cambios en las reservas probadas en el resto del mundo no socialista. Mientras que Estados Unidos representaba alrededor de una quinta parte de las reservas de países no socialistas a mediados de los cincuenta, su participación en las adiciones a las reservas mundiales se redujo 2 1/2 veces en el periodo 1955-1965 y 1 1/2 veces de 1965 a 1970. En cambio, el Medio Oriente y Africa del Norte aportaron el 80 por ciento de las adiciones a las reservas en ambos periodos. 28

El Cuadro 4 presenta las estimaciones de las reservas probadas mundiales por regiones al 1o. de enero de 1978. Es clara la gran inequidad que existe en la distribución de los recursos. Los países de Medio Oriente miembros de la OPEP tienen casi el 60 por ciento de las reservas mundiales localizadas en una superficie del orden de 250,000 millas cuadradas. Por el momento no existe una explicación completa de la supuesta ausencia de concentraciones similares de petróleo en otras regiones del mundo en donde existen condiciones geológicas similares en combinaciones comparables. 29 Sin embargo, los hallazgos del Mar del Norte y la magnitud creciente de los recursos de hidrocarburos descubiertos en México a mediados de los setenta, muestra que en el planeta hay muchas grandes regiones petroleras, algunas de ellas todavía no identificadas debido al dominio de la economía petrolera mundial por las grandes empresas transnacionales en la primera mitad del siglo XX.

## CUADRO 4

## RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO AL 1° DE ENERO DE 1978

Región geográfica	Miles de millones de barriles	% en el total mundial
Asia-Pacífico	20	3
Europa Occidental	27	4
Medio Oriente	370	57
Africa	58	9
Hemisferio Occidental	76	12
Subtotal	551	85
Países socialistas	98	15
TOTAL	649	100

FUENTE: Oil and Gas Journal, No. 52, diciembre 25 de 1978, pp. 102-103.

Los países socialistas (la URSS, Europa Oriental y China) ocupan el segundo lugar con un 15 por ciento. Se considera que el 12 por ciento restante está en el Hemisferio Occidental. 30

Como lo muestra el Cuadro 5, existen diferencias significativas en las estimaciones del Oil and Gas Journal y World Oil sobre el monto de recursos localizados en cada una de las grandes regiones geográficas. Estas divergencias pueden atribuirse en parte a las distintas estimaciones de las reservas probadas de Arabia Saudita y al hecho de que las reservas correspondientes a los países socialistas pertenecen a la categoría de potenciales en su mayor parte, mientras que en los demás países se trata de reservas probadas o probables. 31

## CUADRO 5

## COMPARACIÓN DE LAS ESTIMACIONES REGIONALES SOBRE RESERVAS

	A fines de 1977 (en miles de millones de barriles)	
	Estimación alta(1)	Estimación baja(2)
América del Norte (incluye México)	49.5	45.9
Centro, Sudamérica y el Caribe	26.4	25.6
Medio Oriente	366.2	307.2
Africa	59.2	52.2
Asia - Pacífico	19.8	18.7
Europa Occidental	26.3	17.6
Países socialistas (incluye URSS, China y Europa Oriental)	98.0	28.8
TOTAL MUNDIAL	646.0	546.4

(1) Oil and Gas Journal, diciembre 26 de 1977.  
(2) World Oil, agosto 15 de 1978.

El patrón geográfico de repartición de los recursos petroleros es en gran parte el resultado de una serie de accidentes históricos derivados de la historia colonial e imperial. Como consecuencia de las relaciones políticas de las grandes potencias en la última parte del siglo XIX y la primera mitad del siglo XX, la industria petrolera privada norteamericana y europea tuvo la capacidad, y de hecho tuvo fuertes motivaciones económicas, para concentrar su atención al terminar la primera Guerra Mundial en la región del Medio Oriente y en particular del Golfo Pérsico.

Hasta principios de los sesenta, las grandes empresas petroleras gozaron de condiciones inmejorables para explotar el petróleo descubierto en estas zonas. La naturaleza sumamente prolífica de los yacimientos de la región provista de un clima razonablemente bueno, los reducidos costos de explotación, la existencia de regímenes impositivos muy ventajosos y la capacidad tecnológica de estas grandes empresas explican por qué concentraron su actividad en el Medio Oriente desatendiendo otras partes del mundo. Cabe recordar que mientras que en el territorio de Estados Unidos y en el Medio Oriente se registraban densidades de perforación de los pozos petroleros del orden de 0.96 pozos por milla cuadrada a principios de los sesenta, en la URSS la cifra correspondiente era de 0.15, en América Latina de 0.05, en el Sudeste Asiático y el Pacífico de 0.01. Expertos como Grossling y Odell, que representan la corriente de los expertos más optimistas con respecto a la disponibilidad mundial del petróleo, toman este factor como la base de su optimismo.

Es interesante advertir que las zonas petroleras representan una parte relativamente menor de las regiones con recursos potenciales por descubrir. Como se aprecia en el Cuadro 6, tres regiones del mundo (Medio Oriente, los países socialistas y Estados Unidos y Canadá) tienen el 75.63 por ciento de la producción acumulada y un 65.37 por ciento de los recursos petroleros potenciales no descubiertos aun en tierra y en el mar. En cambio, en América Latina y África tienen el 18.40 por ciento de la producción acumulada, pero el 35.34 por ciento del potencial aun no descubierto.

## CUADRO 6

RECUPERACION ESTIMADA DE PETROLEO CRUDO A NIVEL MUNDIAL AL 1° DE ENERO DE 1975  
(en por ciento)

Países	De petróleo crudo descubierto		De petróleo crudo no descubierto	
	Producción Acumulada	Reservas probadas y estimadas <sup>a</sup>	En tierra	En el Mar
URSS, China	15.6	16.3	50.6	6.5
Estados Unidos	33.3	6.5	5.5	14.4
Canadá	2.2	1.1	2.4	14.9
Medio Oriente	24.3	55.3	23.8	5.1
Mar del Norte	0.2	2.8	-.-	11.7
Otros países de Europa Occidental	0.6	0.2	0.5	2.3
Africa del Norte	4.3	5.0	4.8	1.9
Golfo de Guinea	1.6	3.8	1.0	6.3
Otros países de Africa	-.-	-.-	0.4	1.5
Sudamérica noroccidental	11.2	3.17	4.1	2.3
Otros países de América Latina	2.7	1.78	2.9	9.0
Sudeste asiático	2.7	2.8	0.6	7.2
Otros países del Lejano Oriente	0.6	0.9	2.8	11.3
Antártica	-.-	-.-	-.-	5.1
TOTAL	100	100	100	100

<sup>a</sup>Reservas prospectivas conocidas también como reservas probables.

Así pues, hasta mediados de los setenta los recursos petroleros estaban muy concentrados en unos cuantos países. Cuatro de ellos (Arabia Saudita, Estados Unidos, la URSS e Irán) contaban con más de la mitad de los recursos petroleros mundiales identificados hasta estas fechas y que se habían explotado desde el inicio de la actividad de la industria petrolera a fines del siglo XIX. A los siete países con mayores reservas (incluidos Kuwait, Venezuela e Iraq) correspondían casi tres cuartas partes de los recursos conocidos. Si bien las reservas más cuantiosas se localizaban en Arabia Saudita (27% del total), Kuwait (12.4%), Irán (11.3%), Iraq (6.2%) y Abu Dhabi (5.7%) disponían de reservas comparables a las de Estados Unidos. 32 Sin embargo, como lo demuestran los descubrimientos de petróleo en el Mar del Norte y en México durante los setenta, la concentración histórica de los hidrocarburos está sujeta a cambios muy dinámicos.

Algunos expertos ponen énfasis en que los recursos recuperables de petróleo crudo están también muy concentrados en yacimientos gigantes y grandes provincias productoras como lo sugiere el Cuadro 7. Un mínimo de 76.7 por ciento de los recursos conocidos de petróleo recuperable se localizan en yacimientos supergigantes. Otro 4.3 por ciento está en yacimientos gigantes potenciales y un 7.4 por ciento está en yacimientos no gigantes, para un total de 88.4 por ciento de recursos recuperables totales en 908 yacimientos gigantes y no gigantes. Las reservas de petróleo identificadas que se localizan en las 22 provincias productoras más importantes suman aproximadamente 866 mil millones de barriles (86 por ciento del petróleo descubierto y recuperable en el mundo para fines de 1975). 33 Esta última cifra resulta ser muy inferior a la estimación sobre últimas reservas recuperables formuladas tanto por Moody, como por Odell también en 1975 (2,000 y entre 3,575 y 4,233 millones de barriles respectivamente). Los autores de estas estimaciones como Richard Nehring de la Rand Corporation y sus seguidores, insisten en que es imposible que se descubran más yacimientos gigantes y que por consiguiente las estimaciones optimistas sobre la magnitud global de los recursos petroleros últimos recuperables, tales como las de Grossling y Odell, no tienen ningún fundamento real. Los descubrimientos del Mar del Norte y de México ponen en duda la validez general de las tesis basadas en los "yacimientos gigantes".

CUADRO 7

DISTRIBUCION ESTIMADA DE LOS RECURSOS ULTIMOS RECUPERABLES  
POR TAMAÑO DE YACIMIENTO

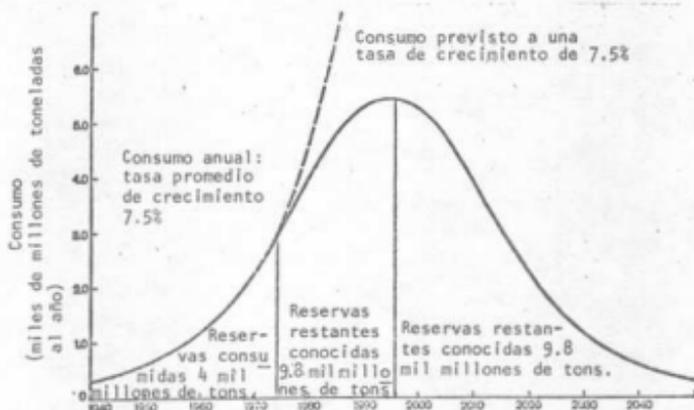
Tamaño del yacimiento	Número	Monto (miles de millones de barriles)	% del total
Supergigantes (5,000 millones)	45-55	825-1,065	76.7
Otros gigantes (500 millones)	475-550	475-635	4.3
No gigantes grandes	1,000-1,400	200-350	7.4
No gigantes	No estimable	200-250	
TOTAL		1,700-2,300	100

### 2.3 Evolución de las reservas probadas

Según Hubert, la curva de agotamiento de los hidrocarburos tiene más o menos la forma de una campana, que alcanza su punto máximo entre 1990 y el año 2000. Como se indica en la Gráfica 2, se habían consumido hasta mediados de los setenta 321,200 mil millones de barriles de reservas de petróleo crudo; existen reservas conocidas por 715,400 mil millones de barriles y faltan por descubrir 956,300 mil millones. La producción anual sigue una curva análoga pero rezagada en el tiempo debido a los retrasos entre la exploración y la explotación de los campos descubiertos.

#### GRAFICA 2

#### CURVA DE AGOTAMIENTO TEORICO DE LAS RESERVAS MUNDIALES DE PETROLEO



FUENTE: Gerard Foley, The Energy Question.

Históricamente, las reservas han tendido a seguir el ritmo de crecimiento de la producción. Desde fines del siglo XIX y hasta 1950, la producción acumulada de petró-

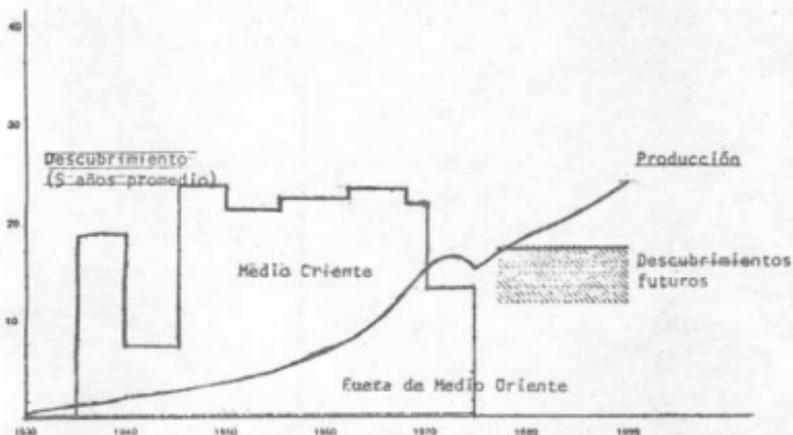
leo se mantuvo ligeramente por debajo de las reservas probadas estimadas a lo largo de ese periodo. Cuando el crecimiento de la producción empezó a agotar las reservas probadas después de la segunda Guerra Mundial, se amplió considerablemente la tasa de nuevos descubrimientos. Entre 1950 y 1968, las reservas probadas de petróleo aumentaron por un múltiplo de 5.2, mientras que la producción creció 3.8 veces.

Sin embargo, en el transcurso de los años sesenta, el ritmo de expansión de la producción llegó a rebasar el ritmo de crecimiento de las reservas probadas. 34 Como lo muestra la Gráfica 3, se aceleró el ritmo de agotamiento de los recursos petroleros, sobre todo en el Medio Oriente, debido a la disminución de los descubrimientos y el rápido crecimiento del consumo energético a escala mundial.

### GRAFICA 3

#### TENDENCIA DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE RESERVAS DE PETROLEO CRUDO

(miles de millones de barriles al año fuera del mundo socialista)



Miles de millones de barriles al año.  
Excluidos países socialistas.

Este fenómeno de descenso de las reservas es particularmente acentuado, como se ilustra en el Cuadro 8. A nivel mundial se observa también un descenso en la tasa de crecimiento de nuevas reservas petroleras, que pasó de 18,250 millones de barriles al año en el periodo 1950-1965 a 10,950 millones de barriles entre 1970 y 1975. 35

**CUADRO 8**  
**RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO A FINES DE AÑO,**  
**1955, 1966, 1972, 1978**  
(miles de millones de barriles, MMB)

	1955		1966		1972		1978	
	MMB	%	MMB	%	MMB	%	MMB	%
Estados Unidos	35.4	18.2	39.8	10.2	43.1	6.4	27.8	4.7
Medio Oriente/ Africa del Norte	126.2	64.8	263.0	67.7	433.7	65.5	352.4	62.4
Otros países no socialistas	22.5	11.5	54.9	14.0	97.9	14.6	126.2	22.2
Países socialistas	10.8	5.5	33.8	8.6	98.0	14.6	60.7	10.7
TOTAL	194.9	100.0	391.5	100.0	672.7	100.0	567.1	100.0

FUENTE: Los datos para 1955 y 1956 aparecen en S.H. Schurr, P. T. Homan, *et. al.*, Middle Eastern Oil and the Western World, Nueva York, 1971, p. 68. Los datos para 1972 son del Oil and Gas Journal, 25 de diciembre de 1972. Los datos para 1978 provienen de World Oil, 15 de agosto de 1979.

### 2.3 El grado de adecuación de las reservas (la relación reservas/producción)

La industria petrolera privada está interesada en producir, no en probar reservas. Las empresas amplían sus reservas por razones estrictamente comerciales ya que la perforación de pozos comerciales constituye una

tarea sumamente costosa. Por consiguiente, las cifras sobre reservas probadas tienen una utilidad muy limitada para analizar la adecuación de los recursos a largo plazo, y por eso cabe complementarlas con una estimación sobre su vida útil, que se conoce en la literatura técnica como la relación reservas-producción.

En términos de la relación reservas a producción, o vida útil de las reservas, Europa Occidental y sobre todo el Mar del Norte, tienen la vida más prolongada de reservas de petróleo crudo (80 años). Le sigue el Medio Oriente, (con 52 años de vida de reservas). Si se permitiera que aumentara la producción en dicha región a 30 millones de barriles diarios y fueran mínimos los descubrimientos de nuevos yacimientos cada año, la zona mantendría reservas solamente por algo más de 10 años a las tasas actuales de consumo, que casi en su totalidad ocurre fuera del Medio Oriente.

Como se ilustra en el Cuadro 9, todas las demás regiones geográficas tienen un periodo de vida útil de las reservas mucho menor.

#### CUADRO 9

##### VIDA UTIL DE LAS RESERVAS DE PETROLEO CRUDO

<u>Región</u>	<u>Reservas Probables</u>	<u>Producción 1976 Núm.aprox. de años</u>	<u>Relación R/P en años</u>
E.U. y Canadá	59	3.4	17
Otros países del Hemisferio Occidental	35	1.6	22
Europa Occidental	25	0.3	80
Africa	58	2.2	26
Medio Oriente	407	7.9	52
Lejano Oriente	25	0.9	28
Países socialistas	95	4.5	21

FUENTE: WAES, Energy: Global Prospects, 1985-2000.

La explicación convencional sobre la caída de las reservas probadas a escala mundial en los últimos años formulada por la industria petrolera privada es muy sencilla y simplista. Las grandes empresas petroleras internacionales señalan que, desde mediados de los cincuenta, su capacidad financiera para localizar nuevas reservas tanto en el hemisferio occidental como en el Medio Oriente se vió seriamente afectada por la regulación gubernamental de los precios de petróleo y gas en los países industriales consumidores masivos de hidrocarburos. Las mismas fuentes hacen hincapié en el hecho de que, si la industria petrolera hubiera tenido mayor libertad para fijar los precios de hidrocarburos, probablemente se habría descubierto mucho más petróleo y gas en los países no socialistas. 36

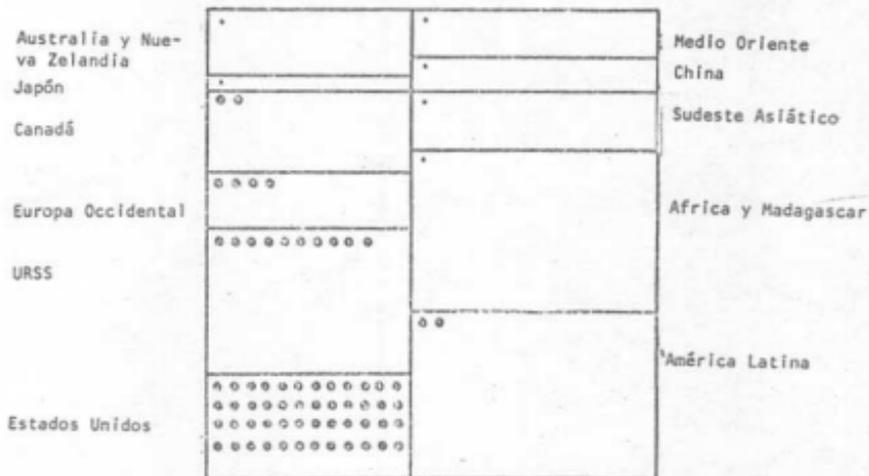
En realidad, no existe un consenso entre los gobiernos o la industria petrolera privada sobre cuál debe ser el nivel adecuado de las actividades de exploración (geofísicas, exploratorias o de desarrollo). Un nivel que pudiera parecer apropiado desde el punto de vista de las necesidades mundiales de hidrocarburos, puede resultar totalmente insatisfactorio desde el punto de vista tanto de un país en desarrollo importador de petróleo que tenga perspectivas razonables de encontrar reservas o bien de un país exportador que deba afrontar los agudos problemas del subdesarrollo.

La Gráfica 4 muestra las densidades relativas de perforación en distintas regiones. Es un hecho que la densidad de perforación (número de pozos perforados por mil millas cuadradas) en los países en desarrollo importadores de petróleo es muy inferior a la de los países miembros de la OPEP y a la de los países industrializados desarrollados. Mientras que la densidad promedio de perforación en Estados Unidos es de 0.96 pozos por milla cuadrada, y de 0.15 en la URSS, en América Latina es apenas de 0.05 y de 0.01 en el Sudeste Asiático. Además, la perforación de pozos exploratorios en los países en desarrollo no miembros de la OPEP ha sido esporádica: en 1975-1976 representó apenas el 5 por ciento del total mundial y, de hecho, su nivel fue más bajo que el correspondiente al periodo 1972-1973, a pesar de haberse registrado un aumento considerable en las perforaciones en los países industrializados, donde la intensidad ya era mucho más elevada (alrededor del 90 por ciento del total mundial). Durante ese mismo periodo también se registró un descenso en las inversiones correspondientes a actividades geofísicas en Asia (-31%) y en Africa (21%), y sólo hubo un ligero aumento en América Latina (4%). Según los estudios de grupos técnicos del Banco Mundial, sólo en 7 de los 23 países en desarrollo con posibilidades altas o muy altas de encontrar hidrocarburos se han realizado actividades exploratorias adecuadas; en seis las actividades han sido moderadas y en el resto claramente inadecuadas. De los 15 países con buenas perspectivas, sólo en uno se han hecho exploraciones adecuadas y en el resto

han sido moderadas (3) o inadecuadas (11).

GRAFICA 4

DENSIDADES RELATIVAS DE PERFORACION DE PETROLEO



Las zonas con barras negras representan, a escala, la amplitud del área petrolera prospectiva. Cada círculo representa 50,000 pozos (exploratorios y de desarrollo)

FUENTE: Richard Nehring, *Giant Oil Fields and World Oil Resources*, Informe preparado para la Agencia Central de Inteligencia, the Rand Corporation, junio de 1978.

Esta concentración en unos cuantos países de la actividad de exploración en busca de nuevos yacimientos llama la atención porque algunos de los países menos explorados son actualmente grandes consumidores e importadores de petróleo (por ejemplo la India). Además, dicha concentración no refleja el parecer, tanto de la propia industria petrolera como de los organismos internacionales, en el sentido de que una parte muy considerable de los recursos últimos de petróleo se localiza en los países del Tercer Mundo. El Cuadro 10 muestra las

estimaciones a este respecto. Si las actividades de la exploración en el Tercer Mundo no han estado a la altura de su potencial probable de hidrocarburos, esta situación refleja no tanto -como insiste la gran industria petrolera internacional- los altos costos y los riesgos inherentes, sino más bien el hecho de que la mayor parte de los países del Tercer Mundo importadores de hidrocarburos carecen tanto de políticas petroleras autónomas como de la capacidad económica y tecnológica para localizar y explotar los recursos. Es así como la búsqueda del petróleo en estas regiones refleja principalmente las estrategias globales de exploración, explotación y comercialización de las empresas internacionales privadas.

C U A D R O 10  
ESTIMACIONES DE LOS RECURSOS ULTIMOS DE  
PETROLEO DEL TERCER MUNDO  
(miles de millones de barriles)

	<u>Visión de</u> <u>la Industria</u> <u>petrolera privada(1)</u>	<u>Grossling</u> <u>(USGS)(2)</u>	<u>Ministerio</u> <u>de Geología</u> <u>URSS(3)</u>
América Latina	150-230	490-1225	620
África	120-170	470-1200	730
Sur y Sudeste de Asia	55- 80	130- 325	660
<b>T O T A L E S</b>	<b>325-480</b>	<b>1090-2750</b>	<b>2010</b>

- (1) Basado en cifras de R. Nehring, Giant Oil Fields and World Oil Resources, Rand, Santa Mónica, junio de 1978.
- (2) B.F. Grossling (USGS) "In Search of a Probabilistic Model of Petroleum Resources Assessment", en Energy Resources, Michel Grenon, (comp.) IIASA, 1976.
- (3) Visotsky et.al., Ministerio de Geología URSS, "Petroleum Potential of Sedimentary Basins in the Developing Countries, Ibid.

FUENTE: Petroleum Economist, enero de 1980.

Tomando como base las estimaciones sobre la relación entre reservas y producción y la evolución de la actividad de exploración en todo el mundo, puede estimarse el grado de adecuación del acervo petrolero para satisfacer la demanda. Al respecto, existen dos puntos de vista antagónicos.

De un lado están los expertos que prevén un rápido agotamiento de los recursos petroleros a escala mundial en vista de que, hasta fines de los setenta, la disparidad entre crecimiento del consumo y disponibilidad de hidrocarburos tendió a ampliarse aceleradamente. Son tres los argumentos básicos en los que se apoya este tipo de hipótesis:

Primero, con la magnitud de reservas probadas y una producción anual de petróleo registrada en la segunda mitad de los setenta, la relación R/P es de 31 a 1. De mantenerse las tasas de crecimiento del consumo registradas en el pasado reciente, la producción superará las adiciones a las reservas a principio de los noventa. Si la tendencia se sostiene hasta el año 2000, la relación caería a 9 por 1 a fines del presente siglo, con lo cual se llegaría definitivamente al fin de la época de hidrocarburos convencionales.

Segundo, la caída en la tasa de crecimiento de los nuevos descubrimientos de petróleo hará que la producción de crudo convencional alcance su punto máximo 25 o 30 años. 37 Esto sucederá aunque quede todavía en la tierra 50 por ciento o más de petróleo in situ. La explotación de los recursos no convencionales, aunque es factible técnicamente, planteará -se dice- serias dificultades económicas, ambientales y de transporte. En cuanto a los nuevos descubrimientos de crudo, aunque se descubran grandes yacimientos y se dupliquen las reservas probadas, eso retrasará el punto máximo solamente unos 15 años y dicho retraso sería crítico para hacer una transición suave hacia otras fuentes de energía. 38

Tercero, bajo el supuesto de que una gran parte del petróleo en el futuro se descubrirá en zonas cada vez más remotas, el tiempo mínimo que se requiera para alcanzar la tasa más alta de producción en los nuevos depósitos será cuando menos de seis años, como lo han demostrado los casos de Alaska y el Mar del Norte. En otras palabras, para cubrir el crecimiento de la producción, se tendrá que encontrar reservas suficientes para reemplazar el petróleo que se extraiga seis años después, además de aumentar el acervo del petróleo en tierra del que se está extrayendo en la actualidad.

Tal vez los puntos más débiles de esta escuela de pensamiento "pesimista" son que se supone en términos generales, una continuación de las tasas mundiales de crecimiento de la demanda de hidrocarburos registradas en el último cuarto del presente siglo y que no se tienen

en cuenta los avances tecnológicos que ocurren en la industria energética en su conjunto.

Por otro lado están los expertos que consideran que los recursos recuperables convencionales de petróleo crudo tierra adentro y costa afuera son ampliamente suficientes en relación con la tasa de producción anual de petróleo (del orden de 22,100 millones de barriles en la actualidad y quizá entre 29,480 y 36,500 millones para 1990).

La argumentación que subyace el segundo tipo de planteamientos, que podrían ser llamados "optimistas", es la siguiente:

Primero, hay una enorme fuente potencial de recursos proveniente de las fuentes no convencionales de petróleo, sobre todo esquistas y arenas bituminosas, que dentro de poco tiempo modificará profundamente el panorama de escasez de hidrocarburos que afronta el mundo en la actualidad. Las reservas "extraíbles" de combustibles fósiles, de las que la demanda dependerá de aquí a fines de este siglo, son del orden de 730,000 millones de toneladas de crudo equivalente, es decir equivalente a la producción de 156 años. 39

Segundo, existen grandes yacimientos de petróleo no descubierto que permitirán efectuar durante los próximos veinte años una transición gradual y ordenada hacia las fuentes alternativas de energía. Una estimación convencional es que falta por descubrir un potencial de un trillón de barriles de crudo, o sea que hay tanto petróleo por encontrar como el que se ha descubierto hasta la fecha.

Tercero, es previsible que la mayoría de los gobiernos de los países industrializados desarrollados supriman los controles de precios aplicados tanto al petróleo como al gas. Con ello, y con el aumento de precios de los hidrocarburos en el mercado internacional, la industria petrolera tendrá incentivos mucho mayores para intensificar sus esfuerzos de localización de nuevas reservas, aunque el costo de las nuevas explotaciones sea más alto. 40

Sin que sea factible tomar una posición en favor ya sea de la escuela "pesimista" o de la "optimista", cabe hacer notar que las distintas visiones sobre la disponibilidad mundial de hidrocarburos para los próximos 20-50 años que circulan en la actualidad tanto entre los expertos como entre los legos tienen un alto contenido de manipulación consciente o inconsciente de tipo político y económico. Concretamente, tanto los grandes países productores y exportadores del crudo convencional (los miembros de la OPEP en su conjunto) como la industria petrolera internacional tienen un interés común -por distintas razones- que consiste en sostener la idea de que el petróleo constituye una fuente energética muy escasa..

### III. PERSPECTIVAS DE LAS RESERVAS DE PETROLEO CRUDO

Las reservas de petróleo pueden ampliarse ya sea mediante nuevos descubrimientos (o un mejor conocimiento de los depósitos conocidos) o bien por la vía de mejoramientos en las técnicas de recuperación. En menor medida, también es posible incrementar los acervos de recursos por la vía de incrementos en los precios, como sucedió en 1973-1974, siempre y cuando los costos de producción no aumenten en la misma medida. Es común que los avances en la tecnología y los aumentos de precios se den conjuntamente.

A continuación se presenta el panorama que ofrece cada uno de estos mecanismos de adición a las reservas que, en opinión de los expertos, determinará la evolución del acervo petrolero mundial en lo que resta de este siglo.

#### 3.1 Adiciones a las reservas

Algunas predicciones recientes suponen que la tasa de aumento de las nuevas reservas empezará a declinar hacia 1985. Para entonces, la producción puede aproximarse e incluso rebasar los aumentos de las reservas probadas que se logren ya sea mediante nuevos descubrimientos o una revaluación del monto de recursos localizados en yacimientos descubiertos entre 1975 y 1985.

La afirmación anterior se basa en el hecho de que las perspectivas de encontrar nuevos yacimientos (sobre todo gigantes y supergigantes) parecen remotas y de que se espera que las mayores adiciones a las reservas en lo que resta de este siglo provengan de revaluaciones de viejos depósitos. 41

En efecto, el monto de petróleo descubierto en campos gigantes y supergigantes alcanzó su límite máximo entre 1965 y 1970, con los descubrimientos de los campos más prolíficos y extensos de Medio Oriente. Desde entonces, las adiciones a las reservas han seguido una trayectoria decreciente, 42 como resultado de la caída en el número de yacimientos gigantes.

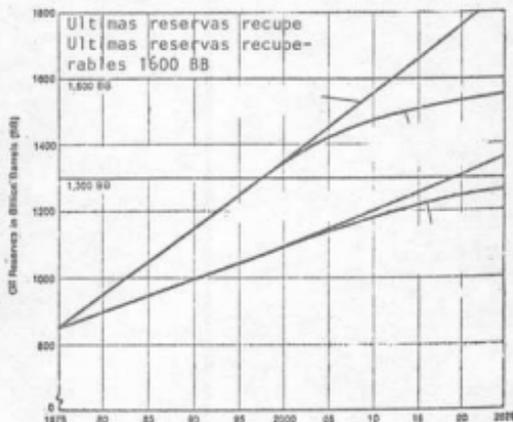
Para fines de pronóstico del panorama mundial de los hidrocarburos, se suelen manejar dos tasas de adiciones brutas a las reservas: de 20 y de 10 mil millones de barriles al año. La tasa alta supone que la exploración futura será relativamente exitosa (véase Gráfica 5) pero que la tasa de descubrimientos disminuirá gradualmente de un promedio de 18,000 barriles diarios a 15,000, conforme se vayan reduciendo las reservas por descubrir. Esta disminución se compensa en parte mediante un aumento de la tasa de recuperación, de tal forma que la tasa promedio de adición a las reservas llega a los 20 mil millones de barriles. Entre 1975 y 1985,

un 75 por ciento de las adiciones provendrán de nuevos descubrimientos y un 25 por ciento de las reservas conocidas. Hacia fines de siglo, la proporción será de 50 por ciento de nuevos descubrimientos y 50 por ciento de aumento en la recuperación de reservas conocidas.

La tasa baja de 10 mil millones de barriles al año supone que la tasa de nuevos descubrimientos disminuirá rápidamente y que el aumento de la recuperación de los campos descubiertos antes de 1975 será relativamente lento. La separación entre auténticas nuevas adiciones y mayor recuperación de reservas conocidas sería similar a la que se supone para la tasa alta. 43

### GRAFICA 5

TENDENCIAS DE LAS ADICIONES DE LAS RESERVAS



FUENTE: WAES, Global Prospects 1985-2000, p. 126.

### 3.2 La recuperación de las reservas petroleras

Las adiciones a las reservas petroleras en el futuro provendrán sólo en parte del descubrimiento de nuevos yacimientos. La mayoría de los expertos opinan que una fuente mucho más importante para ampliar el acervo de reservas será el perfeccionamiento de las técnicas de recuperación del petróleo in situ.

Anteriormente se abandonaban los pozos cuando cesaba el flujo natural pero se descubrió que inyectando gas o agua a presión se podría restaurar el flujo y a esto se llamó "recuperación secundaria". Este tipo de técnicas permitió aumentar la recuperación del 25 por ciento del petróleo in situ en el decenio de los cuarenta a cerca del 32 por ciento en 1975. Las prácticas más modernas no permiten que baje la presión a cero antes de aplicar métodos "secundarios" para mantener la presión al nivel más alto posible y prolongar el período de explotación del yacimiento. . A menudo se inyecta gas natural en el depósito del que se extrae para mantener la presión cuando se saca el petróleo. También se usa recuperación secundaria bombeando agua, pero la técnica es más difícil de aplicar porque en muchos lugares no se cuenta con la cantidad requerida.

Otro método para mejorar las tasas de recuperación en los yacimientos consiste en reducir la viscosidad del petróleo para que fluya más fácilmente a través de los poros de la roca. Esto se hace calentando el petróleo, por ejemplo, inyectando vapor o productos químicos. El método se llama recuperación terciaria y a la fecha no se usa mucho porque la tecnología es costosa y no está muy desarrollada. 46 También se ha planteado la posibilidad de usar calor de explosiones nucleares subterráneas pero no se ha encontrado la forma de evitar que el petróleo se vuelva radioactivo.

Las técnicas de producción primaria y secundaria que implican simplemente el bombeo del petróleo o la inyección de agua para llevar el petróleo hacia los pozos, permite recuperar una tercera parte del petróleo. Con las técnicas terciarias se puede extraer un 5 o 10 por ciento adicional.

Se espera que en el futuro se adopten métodos de recuperación terciaria no convencionales, sobre todo en el Medio Oriente porque ahí las economías de escala son más aplicables que en los campos más pequeños del resto del mundo. 47 En Estados Unidos se ha logrado agregar alrededor de 0.8 mil millones de barriles a las reservas cada año gracias a los aumentos en el factor de recuperación.

Expertos petroleros como Moody prevén que los adelantos tecnológicos y los incentivos económicos permitirán aumentar la tasa promedio de recuperación al 40 por ciento para el año 2000 (45 por ciento en los países industrializados desarrollados, 42 por ciento en los países socialistas y 38 por ciento en otras partes). Si suponemos una tasa de recuperación promedio del orden de 30 por ciento en la actualidad, cada punto porcentual de aumento del factor de recuperación aumentaría las reservas probadas un treinta por ciento. Según Moody, si se lograra efectivamente un aumento

del factor de recuperación al 40 por ciento, se obtendrían adiciones a las reservas de 10 mil millones de barriles al año. 48 Sin embargo, en opinión de otros expertos, 49 es improbable que haya un aumento de esta naturaleza antes del año 2000 ya que los avances en la aplicación de técnicas más avanzadas de recuperación serán muy graduales en lo que resta del siglo.

### 3.3 Los recursos de petróleo crudo por descubrir

El juicio personal de quien hace la estimación es el factor más importante para calcular la oferta potencial. Sólo los estimadores con una amplia experiencia y acceso a fuentes muy completas y variadas de información están en condiciones de hacer tales estimaciones. Para calcular los recursos por descubrir debe tenerse en cuenta no sólo la existencia misma de las reservas sino también la posibilidad de extraerlas y, por ende, las condiciones políticas, económicas y tecnológicas que aseguran la factibilidad de dicha explotación. Además, la estimación de las reservas no descubiertas es una tarea sumamente compleja porque una cuenca sedimentaria es extremadamente difícil de describir, incluso después de haber llevado a cabo una exploración intensiva, y no hay un método aceptado universalmente para vincular los distintos parámetros. 50

Se calcula que falta por descubrir una tercera parte de la base total de recursos de petróleo crudo en el mundo. La mayoría de los expertos consideran que ninguna zona potencial parece tener las características geológicas o el potencial del Medio Oriente. Más de la mitad del potencial no descubierto está en las zonas actualmente productoras, o que pueden llegar a producir, y el resto en las llamadas zonas fronterizas ubicadas en lugares remotos y en medios ambientes difíciles de explotar como la región del Ártico y los océanos profundos. 51 (Véase Mapa 1).

Los últimos recursos recuperables a fines de 1977, suponiendo que la tasa actual de recuperación de 25 por ciento aumenta a 40 por ciento hacia fines de siglo, fueron estimados por la mayoría de los expertos que participaron en el Congreso Mundial de Energía de 1977, entre 1,460 y 2,190 millones de barriles aproximadamente (sin contar el mar profundo y las regiones polares, que forman parte todavía de la categoría de petróleo no convencional). Estos recursos estarían repartidos de la siguiente manera: EU-Canadá, 11 por ciento; Europa Occidental, 4.5 por ciento; URSS-China y los países socialistas 23 por ciento; Medio Oriente y África del Norte, 42 por ciento; Sudafrica y el Sahara, 4.5 por ciento; América Latina, 8 por ciento; Sudeste de Asia, 6 por ciento. 52



Las zonas intensamente exploradas (maduras) que han producido hasta ahora la mayor parte del petróleo, pueden contener un 25 por ciento de los recursos que falta por encontrar. La mayor parte del petróleo que puede producirse a un costo muy bajo (entre 25 centavos y 1.50 dólares el barril) se localiza en esta zona, que comprende el Golfo Pérsico, África del Norte, Venezuela y el delta del Río Níger. Los descubrimientos en estas áreas maduras se están volviendo cada vez más escasos y están aumentando rápidamente los costos de exploración. Se prevé que el costo de la producción de petróleo a partir de las reservas localizadas en esta zona aumentará de 1.5 a 4.5 veces por la aplicación de técnicas más avanzadas para aumentar la recuperación.

Los expertos consideran que las zonas parcialmente exploradas ya productoras contienen la mayor parte del petróleo que falta por descubrir, aunque paradójicamente los hallazgos en estas zonas se están volviendo cada vez menos frecuentes.

Las zonas parcialmente exploradas no productoras, que incluyen desde las zonas que pronto empezarán a ser productoras hasta las que ya han sido exploradas sin éxito, contienen un 20 por ciento del petróleo por descubrir. La mayor parte de este petróleo se producirá con costos medios porque la exploración será difícil y, en lugares como África Central, se tendrá que construir toda la infraestructura necesaria para poder extraer el crudo.

Las llamadas zonas fronterizas no exploradas todavía pueden contener otro 20 por ciento del petróleo por descubrir. Según Moody, se estima que, excluida la URSS y China, dos tercios del petróleo no descubierto se localiza en las zonas costa afuera, donde los costos de explotación son cuatro o cinco veces más altos que en tierra. 53 La información que se tiene acerca de estas áreas consiste principalmente en mapeo sedimentario y estudios sísmicos pues ha habido poca o ninguna perforación. Se trata de zonas de alto costo de explotación (4.50 dólares por barril o más) ubicadas en zonas marítimas profundas (más de 600 pies) o en lugares de muy difícil acceso. La tecnología requerida para explorar y desarrollar estas áreas es altamente sofisticada y costosa y está principalmente en manos de las grandes empresas petroleras.

En fecha reciente se han efectuado nuevos y prometedores estudios geológicos preliminares de ciertas zonas oceánicas profundas que podrían permitir un reajuste al alza del potencial de los océanos más profundos aun inexplorados. Entre ellos está un estudio realizado en la URSS sobre la parte del Atlántico que se extiende desde la meseta Vørging a la altura de Noruega, hasta las aguas del norte de Islandia, en donde hay indicios de que los sedimentos son mucho más ricos desde un punto de vista orgánico de lo que se pensaba hace unos años.

SEGUNDA PARTERESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURALIV. CONCEPTOS, METODOS DE ESTIMACION Y ULTIMAS RESERVAS RECUPERABLES

Durante la primera mitad del presente siglo el interés por los recursos de gas natural fue mucho menos marcado que por los recursos petroleros. El hallazgo de un campo de gas en una zona petrolera llegó a ser considerado por los exploradores como una catástrofe, por su escaso valor comercial. La ausencia de una población numerosa y una industria local en los países subdesarrollados productores de petróleo, la casi autosuficiencia de los países industriales consumidores de gas natural y la falta de una infraestructura y un mercado mundial establecido para el hidrocarburo, explican en parte el escaso aprecio que se ha tenido por el combustible en cuestión.

Mientras el crecimiento acelerado del consumo de gas natural empezó en Estados Unidos después de la segunda Guerra Mundial, en Europa occidental se dio hasta los años setenta, con el descubrimiento de importantes yacimientos de gas natural en Italia, Francia y sobre todo Holanda. A partir de entonces el desarrollo de los recursos de gas natural ha sido notable al punto de que en los países industrializados el gas cubre ahora la parte del consumo de energéticos que supuestamente debía cubrir la energía nuclear, según los pronósticos que hicieron algunos expertos en la posguerra. Por su parte, muchos de los países en desarrollo que antes quemaban casi toda su producción de gas natural están considerando seriamente la posibilidad de aprovecharlo en la industria petroquímica y la exportación. Algunos países del Medio Oriente han puesto en marcha ya ambiciosos programas de desarrollo de la industria petroquímica basada en el gas natural. Los expertos estiman que hasta ahora se ha consumido menos del 8 por ciento de los recursos estimados totales de gas natural (comparado con 15 por ciento para el caso del petróleo). Sin embargo, no se ha registrado ninguna disminución significativa de la tasa de crecimiento al número de descubrimientos de nuevos depósitos gigantes o supergigantes de gas natural.

El tema de las reservas de gas natural es complejo por las peculiaridades de presencia y explotación de este combustible. La información sobre la magnitud de las reservas por descubrir y los distintos componentes de la oferta futura de gas natural es aun más escasa que la información disponible relativa al petróleo crudo. Por consiguiente, los supuestos que se manejan en estas estimaciones tienen menor fundamento real que los correspondientes al petróleo. A esto se agrega que no ha surgido todavía

un gran debate entre los expertos sobre la magnitud de las reservas últimas de gas natural en vista de que se trata de una industria que, en términos mundiales, tiene menos de veinte años de vida.

Pero esto no le resta importancia al tema, sobre todo a la luz del surgimiento reciente del gas natural como una fuente de energía de primer orden. Según el Oil and Gas Journal de diciembre de 1975, las reservas probadas mundiales de gas natural eran de 2232 millones de millones de pies cúbicos (MMPC,  $10^{12}$ ). Al primero de enero de 1980, estas reservas eran ya de 2573 MMPC, según la misma fuente. Como las estimaciones de las reservas de gas natural no incluyen reservas probables y potenciales que se podrían explotar en las condiciones económicas y tecnológicas actuales y el potencial de nuevos descubrimientos de gas natural es muy alto, se prevé que en el futuro las estimaciones sobre reservas de gas natural seguirán aumentando muy rápidamente.

A continuación analizamos el panorama de las reservas mundiales de gas natural en los yacimientos convencionales tanto de gas asociado como no asociado, teniendo en cuenta todas las limitaciones de la información disponible. Dado que el petróleo y el gas se forman juntos, los problemas que presenta la estimación de la oferta actual y potencial de ambas fuentes de energía son muy semejantes. Por lo tanto, muchas de las observaciones que se hicieron anteriormente con respecto a las reservas mundiales de crudo son aplicables también al caso de las reservas de gas natural. Se trata pues de complementar el análisis anterior con algunos detalles particulares al caso de los depósitos convencionales de gas natural. Se debe tener en cuenta que el papel del gas natural estará determinado no tanto por la cuestión de disponibilidad de reservas suficientes para sostener la producción y el comercio mundiales de gas natural, sino sobre todo por cuestiones referidas al transporte y a la distribución del gas desde los pozos hasta el consumidor final.

#### 4.1 Definición de conceptos

El gas natural se localiza en estructuras subterráneas similares a las que contienen petróleo y los métodos de exploración y extracción de ambos tipos de combustibles son similares. En la mayoría de los depósitos de petróleo hay distintas cantidades de gas, ya sea en solución con éste último o bien en una capa llamada "ventana petrolera" que se localiza por encima de la capa donde hay aceite. Este tipo de gas se denomina "gas asociado". Cuando el gas está disuelto con el petróleo se extrae automáticamente al explotar el crudo. En cambio, cuando el gas se encuentra en una capa separada, muy rara vez se explota después que se ha extraído el petróleo. Las estructuras donde el gas se encuentra en forma aislada producen el llamado "gas no asociado". A nivel mundial, se

estima que un 40 por ciento de las reservas probadas de gas natural son de gas asociado y un 60 por ciento de gas no asociado. <sup>54</sup>

Las estimaciones sobre el contenido de las reservas de un yacimiento de gas varían de acuerdo con el tipo de yacimiento. En general, los depósitos convencionales se diferencian con base en la relación gas-aceite que varía de 100 a varios miles de pies cúbicos por barril. Es difícil precisar el punto en el que una acumulación de petróleo se caracteriza por ser de gas o de petróleo. Se considera que cualquier pozo o yacimiento que contenga una relación gas-aceite de cero a varios miles es un pozo de petróleo; de 5 a 100 mil pies cúbicos, un pozo de gas condensado y superior a los 100 mil pies cúbicos por barril, un pozo de gas. En la práctica se han calculado relaciones gas-aceite similares en depósitos formados por una amplísima gama de fluidos de hidrocarburos. Esto ha dado lugar a una serie de malentendidos técnicos y legales sobre la naturaleza de los depósitos convencionales de gas natural. <sup>55</sup>

El gas natural está formado en un 85-90 por ciento por metano. El resto de sus componentes pertenecen a la categoría de las parafinas caracterizada por licuarse de manera espontánea a la temperatura de la atmósfera. Por esta razón, se denominan "líquidos del gas natural" (LGN) y la proporción que representan del gas natural varía mucho de un depósito a otro y en cierta medida puede estar determinada por los métodos de explotación del gas natural. Los LGN pueden darse ya sea como líquidos o como condensados, cuando se libera el gas de la alta presión existente en el depósito. El llamado "gas mojado" es aquél cuyo contenido de hidrocarburos líquidos es superior al litro por 25 metros cúbicos de gas natural. <sup>56</sup>

Cada tipo de presencia del gas natural en un yacimiento requiere una técnica de recuperación particular. Para el gas no asociado es relativamente simple: si el gas es seco y dulce (no tiene contaminantes), se puede bombear casi directamente desde el pozo hasta el consumidor final. Si es mojado y agrio (está contaminado) se debe procesar para eliminar las sustancias contaminantes. El gas asociado con el petróleo presenta problemas mayores de explotación porque se obtiene en yacimientos donde lo que interesa es una alta recuperación del crudo; el gas se obtiene como un subproducto inevitable. Si no hay manera de almacenarlo y distribuirlo, este tipo de gas se quema. En algunos casos, se reinyecta al pozo petrolero para mantener la presión en la extracción del crudo, en cuyo caso el gas queda teóricamente disponible para futura recuperación. La decisión de quemar o no el gas asociado depende tanto de las cantidades de gas como de las posibilidades de distribuirlo o reinjectarlo. Obviamente en el caso del gas no asociado no se extrae si no se piensa

aprovechar. En cambio, el gas asociado requiere de toda una infraestructura de distribución o de transformación para su aprovechamiento como insumo en la industria petroquímica.

El concepto de reservas probadas usado en el caso del petróleo también es aplicable al caso del gas natural. Las definiciones correspondientes son las siguientes:

Reservas Probadas Recuperables de gas natural son aquellas que se podrían producir en las condiciones operativas actuales, sin importar cuál sea su uso final.

Reservas Probadas Recuperables de LGN son las que contienen las reservas recuperables de gas natural que se producirán en forma de LGN mediante plantas de separación o extracción, sea que éstas se encuentran ya en operación, estén en construcción o se planeen construir en el futuro. En otras palabras, en el caso de los LGN, no se tiene en cuenta sólo la limitación referida a la posibilidad de recuperación, como en el caso del gas natural y el petróleo crudo, sino que también se incorpora la limitación de la capacidad productiva.

Como en el caso del petróleo, hay grandes ambigüedades o incertidumbres en la inclusión de algunas reservas de gas natural en la categoría de "reservas probadas". Existen límites tanto físicos como económicos a la parte del gas natural localizada en el depósito que es posible recuperar. Uno de estos límites físicos es la presión a la que se abandonará el campo. El gas se puede extraer a la superficie ya sea por medios artificiales o bien aprovechando la presión del depósito. Por lo general, esta presión es demasiado alta y existe la necesidad de disminuirla al poner en marcha el sistema de distribución. Pero por otro lado, cuando se saca el gas bajo presión, hay un diferencial de presión (entre el depósito y el sistema de gasoductos) más allá del cual ya no es rentable la operación del yacimiento y éste debe abandonarse por incostruable. Esta presión es relativamente baja e incluso puede llegar a ser negativa. En algunos casos es necesario abandonar un pozo cuando se alcanzan presiones hasta de 300 o 500 libras. Más allá de este límite se considera que el gas es irrecuperable.

También está el problema de la incorporación en la categoría de reservas probadas de los recursos provenientes de campos pequeños. Muchos de éstos se han excluido tradicionalmente de las estimaciones porque representaban una parte insignificante de las reservas totales. Sin embargo, es evidente que el aumento de precios de los energéticos en los últimos años ha creado la necesidad de tener en cuenta estos recursos. Aun así, en algunos trabajos recientes de estimación de las reservas probadas de gas natural<sup>57</sup> se considera que es imposible manejar esta categoría en términos de reservas efectivamente probadas.

Las reservas futuras de gas natural no pueden ser consideradas en términos de las reservas totales acumuladas en el tiempo, como sucedía en el caso del petróleo. Esto se debe al escaso conocimiento que se tiene acerca de la "producción pasada" de gas, definida como producción más desperdicio ya sea por fugas o porque se ha quemado. Como el desperdicio representó una parte muy importante de esta "producción pasada", la estimación sobre la producción acumulada o sobre descubrimientos de gas natural hechos hasta ahora es de muy escasa utilidad. De cualquier manera, algunos geólogos han hecho cálculos sobre la magnitud de las pérdidas pasadas totales y han podido construir una estimación sobre los descubrimientos acumulados o reservas descubiertas hasta la fecha. La mayoría de estas estimaciones sobre reservas últimas de gas natural, tal como se definieron en la discusión anterior sobre el petróleo, se ha hecho pues en términos de lo que se denomina "oferta futura total" constituida por las reservas probadas actuales más los descubrimientos futuros previstos de tales reservas.

#### 4.2 Métodos de Estimación de las Reservas

Por la presencia conjunta del petróleo y el gas, y el paralelismo de los enfoques usados para estimar ambos recursos, el análisis de los métodos de estimación en el caso del petróleo puede aplicarse directamente a la estimación de las reservas de gas natural.

Así, en el caso del gas se emplea el método volumétrico para estimar las reservas in situ en los primeros años de vida del yacimiento y se complementa más tarde con los resultados de pruebas más detalladas y estimaciones del saldo material (material balance) del yacimiento una vez que se cuenta con datos de laboratorio y de campo. Como los programas de producción son a veces tan rápidos que no hay tiempo de efectuar este tipo de revisiones de las estimaciones originales, el margen de error puede ser considerable. <sup>59</sup>

En 1968 King Hubbert aplicó su técnica de estimación de las reservas de crudo basada en las tasas de perforación y las tendencias de los descubrimientos a los datos disponibles para el gas natural en Estados Unidos y pronosticó, como efectivamente ocurrió, que el punto más alto de la producción de gas natural de ese país se alcanzaría en 1978. Sobre estas bases, el geólogo norteamericano hizo extensivo el mismo tipo de análisis para el resto del mundo, suponiendo que el petróleo y el gas se localizarían en las mismas proporciones en los demás países y que los niveles de desperdicio habrán de ajustarse tarde o temprano a los que rigen en Norteamérica. Así pues, su estimación sobre últimas reservas recuperables de gas natural está relacionada directamente con la estimación de las reservas últimas de petróleo crudo.

Las unidades de medición del gas natural son millones de millones de pies cúbicos ( $10^{12}$ ), miles de millones de pies cúbicos ( $10^9$ ) o miles de millones de metros cúbicos ( $10^9$ ). Las conversiones son las siguientes:

1 millón de barriles equivalentes de petróleo =	2.21 MMPC al año
" " " " " "	= 5.9 mil millones de pies cúbicos al día
" " " " " "	= 57.0 mil millones de metros cúbicos al día

#### 4.3 Estimaciones sobre Últimas Reservas Recuperables de Gas Natural

Además de que hay todavía menos estimaciones de reservas mundiales de gas natural que de recursos de petróleo crudo, éstas están sujetas a mayores ajustes e incertidumbres. Vale la pena mencionar una diferencia importante entre ambas. En vista de que la recuperación del gas natural es bastante alta en la actualidad (80-90 por ciento, comparada con un 30 por ciento para el petróleo in situ) el potencial de adición a las reservas que ofrece el avance de las técnicas de recuperación de gas es muy limitado. En el caso del gas natural, las revisiones de las estimaciones se harán más bien con base en los datos sobre reservas conocidas y descubrimientos esperados.

En el Cuadro 11 se presentan las distintas estimaciones sobre últimas reservas recuperables de gas natural, hechas entre 1956 y 1975. Las estimaciones se han convertido a miles de millones de barriles equivalentes de petróleo para facilitar la comparación con las reservas últimas de petróleo presentadas en el capítulo anterior.

CUADRO 11  
ESTIMACIONES SOBRE ÚLTIMAS RESERVAS  
RECUPERABLES MUNDIALES DE GAS NATURAL

Año	Reservas en 10 <sup>12</sup> pies <sup>3</sup>	Reservas en miles de millones de barriles equivalentes de petróleo	FUENTE
1956	5,000	860	U.S. Department of the Interior
1958	5,000-6,000	850-1,015	Weeks
1959	6,000	1,035	Weeks
1965	7,200	1,240	Weeks
1965	15,300	2,640	Hendricks (USGS)
1967	12,000	1,070	Roman (ESSO)
1967	10,200	1,750	Shell
1968	6,500	1,200	Weeks
1969	8,000-12,000	1,180-2,070	Hubbert
1971	7,200	1,240	Weeks
1973	7,500	1,300	Cropank
1973	12,000	2,070	Hubbert
1975	10,400	1,800	Lindas
1975	6,000	1,030	Kirby
1975	8,150	1,400	Wolfe

FUENTE: Kirby y Allen, "Perforación en el Nuevo Continente Mundial del Petróleo", Tokio, mayo de 1975.

Como se recordará, las estimaciones globales en el caso del petróleo aumentaron hasta mediados de los sesenta y desde entonces tendieron a converger en la cifra de 2,000 miles de millones de barriles. No existe tal convergencia de puntos de vista entre los expertos en el caso del gas natural. Desde 1965 las estimaciones han fluctuado desde los 1,030 miles de millones de barriles equivalentes de petróleo hasta los 2,640 miles de millones.

Estimaciones más recientes han ubicado el monto de reservas probadas y probables de gas en 2,575 MMPC (CIA, 1977); en 2,520 MMPC (International Petroleum Encyclopedia, (1976) y 2,677 MMPC con 720 ya producidos y una recuperación última de 7,047 MMPC (Halbouty, 1977). El U.S. Institute of Gas Technology publicó la cifra de 280,000 miles de millones de metros cúbicos de gas por producir a partir del inicio de 1976. Por su parte, en el trabajo que presentó ante el XI Congreso Mundial de Petróleo, celebrado en Bucarest en 1979, A. Mayerhoff estimó que las reservas mundiales de gas natural (excluido el gas asociado) eran de 6,950 MMPC. Esta cifra incluye reservas probadas, probables y potenciales de gas y LGN. La estimación que no considera el gas proveniente de los campos convencionales de crudo fue calculada con base en las estructuras productoras de gas ya conocidas y, donde no había datos disponibles, con base en una cierta densidad de las estructuras por analogía con las cuencas adyacentes.

Parte de esta gran discrepancia en las estimaciones sobre últimas reservas recuperables de gas natural se explica porque mientras algunas incorporan gas no asociado otras no lo hacen. También se debe a que, siendo el gas mucho más volátil que el petróleo, se escapa a la superficie con facilidad y resulta muy difícil estimar cuanto gas se ha perdido en la atmósfera a lo largo del tiempo. Un tercer factor es la profundidad a la que se realizan las labores de exploración. Se han encontrado grandes reservas de gas bajo la llamada "ventana petrolera", pero Estados Unidos y Canadá son los únicos dos países que hacen perforaciones a grandes profundidades para extraer gas natural. En las demás partes del planeta el gas que falta por descubrir se localiza, según la mayoría de los geólogos, a grandes profundidades no exploradas hasta la fecha, sobre todo en el Golfo Pérsico.<sup>60</sup> Un último factor explicativo serían las distintas estimaciones sobre la relación gas-aceite en los yacimientos que faltan por descubrir.

Los factores que podrían llevar a una revisión al alza de las estimaciones mencionadas son, primero, el hecho

de que la relación de reservas probadas a potenciales es de 31 por ciento en el caso del gas natural, mientras que para el crudo es de 60 por ciento. Esto permite suponer que pueden ser probadas proporcionalmente más reservas de gas que de petróleo crudo.<sup>61</sup> Segundo, las estimaciones sobre reservas probadas de gas natural no incluyen las reservas potenciales que podrían existir en estructuras y campos no explorados todavía. Y tercero, un mejoramiento de la tecnología de perforación tendería a favorecer las exploraciones de depósitos de gas en virtud de que las posibilidades de encontrar este recurso a grandes profundidades parecen ser mucho mayores que para el petróleo crudo.

#### 1.4 Limitaciones de las estimaciones sobre reservas de gas natural

Como en el caso del petróleo crudo, las estimaciones sobre reservas de gas no tienen siempre un carácter puramente técnico. A menudo están determinadas por el contexto político y económico tanto interno como internacional y obedecen, en parte, a decisiones sobre la política económica, el desarrollo de las técnicas de exploración, las necesidades de explotación, las medidas de conservación y protección del medio ambiente y la disponibilidad de recursos naturales, económicos, humanos y tecnológicos. La conjunción de todos estos elementos permite suponer que la cuantificación de las reservas de gas natural no es más que una mera aproximación especulativa al monto de recursos realmente disponible.

En toda cuantificación de las reservas de gas natural está presente el problema de las técnicas de medición. Como no hay un método único para efectuar esta cuantificación ni tampoco supuestos universalmente aceptados que le sirvan como base, puede haber grandes diferencias en los resultados, como se vio anteriormente.

Además, las estimaciones sobre reservas de gas natural están sujetas a todas las limitaciones que impone la disponibilidad de una tecnología determinada. Es común en el caso del gas natural que no se utilice la técnica más avanzada que existe en materia de perforación, extracción y distribución ya sea porque lo impide la ubicación geográfica de los recursos (cuando se trata de zonas muy áridas y alejadas de los mercados consumidores) o bien porque los altos costos que supone el empleo de estas técnicas de recuperación no se compensan con los bajos precios que rigen todavía en el mercado internacional para el gas.

### V. PANORAMA MUNDIAL DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL

#### 5.1 Fuentes de Información

Dado que el gas natural se usa principalmente en los

países industrializados desarrollados y en mucho menor medida en los países en desarrollo, los datos estadísticos sobre el monto de las reservas de gas son mucho más difíciles de obtener que los de petróleo. El Internacional Petroleum Encyclopedia (1978) publica cifras de reservas de LGN para menos de seis países. Muchas cifras estadísticas incluyen gas asociado, otros gases industriales e incluso biogas. Las reservas de gas condensado no se contabilizan aparte de las del petróleo en la mayoría de los países y en algunos ni siquiera se registran. Las cifras de producción de gas natural tienen poco sentido comparativo en muchas regiones porque la producción de gas natural asociado y la de no asociado están a veces integradas estadísticamente. En muchos países la mayor parte del gas se quema y por consiguiente, las estimaciones sobre reservas de gas natural son meras aproximaciones sujetas a revisión, sobre todo fuera de Estados Unidos, la Comunidad británica, Europa occidental y algunos países miembros de la OPEP. <sup>62</sup>

## 5.2 Localización de las reservas

Al primero de enero de 1979, se estimaban reservas probadas totales entre 2,368 y 2,505 MMPC de gas natural. <sup>63</sup> El Cuadro 12 presenta la distribución de reservas de gas natural por regiones un año antes.

Estas estimaciones no toman en cuenta los posibles descubrimientos futuros en la plataforma del Arctico soviético ni tampoco el Mar de Barents localizado entre la URSS y Noruega. Se aprecia que hay grandes recursos sobre todo en la URSS, el Medio Oriente, en Irán, y tal vez en menor medida en el Canadá. Aunque la distribución de los recursos de gas natural es similar a la del petróleo, no hay un predominio tan marcado del Medio Oriente y Africa del Norte.

Sin embargo, se prevé que los desarrollos futuros aumentarán la participación de estas dos regiones, por lo que el panorama de las reservas de gas natural será probablemente muy similar al del petróleo.

## CUADRO 12

Recursos mundiales de gas natural al 1o. de enero de 1978 a)

Millones de millones de pies cúbicos	Reservas <sup>b)</sup>	No descubierto	Total	% Total
Estados Unidos	211.0	80.0	291.0	4.2
Canadá	95.0	350.0	445.0	6.4
Otros países del Hemisferio Occidental	120.6	93.4	214.0	3.1
Europa Occidental	140.2	204.8	345.0	5.0
Irán	500.0	400.0	900.0	12.9
Otros países de Medio Oriente	197.7	402.3	600.0	8.6
Africa <sup>c)</sup>	182.6	167.4	350.0	5.0
Asia/Pacífico	123.3	326.7	450.0	6.5
URSS <sup>d)</sup>	875.0	2,180.0	3,055.0	44.0
China	28.0	272.0	300.0	4.3
<b>TOTAL</b>	<b>2,473.4</b>	<b>4,476.6</b>	<b>6,950.0</b>	<b>100.0</b>

a) Estimadas, excluido el gas asociado,

b) Probadas y probables,

c) Incluido Argelia con 200 MMPC, la mitad probada o probable,

d) Incluidas pequeñas cantidades en otros países del bloque socialista europeo.

FUENTE: A. A. Meyerhoff.

Considerados en conjunto, los países miembros de la OPEP tienen el 38.5 por ciento de las reservas mundiales probadas de gas. Irán posee 490 MMPC (19 por ciento), Argelia, 132 MMPC (5.1 por ciento) y Arabia Saudita, 93 MMPC (3.6 por ciento). Estos tres países reúnen el 72.1 por ciento de las reservas probadas totales de gas natural provenientes de la OPEP.

La URSS es el país que cuenta con las mayores reservas de gas natural en el mundo, si bien es importante advertir que la cifra de 875 MMPC de reservas soviéticas no se refiere a reservas probadas sino a un concepto de reservas más amplio. La mayoría de los expertos consideran que la URSS se convertirá dentro de unos años en la mayor potencia mundial en cuanto a disponibilidad de gas natural para los mercados externos.

Estados Unidos es el tercer país en términos de reservas probadas de gas natural con 194 MMPC (7.5 por ciento). Sin embargo, sus reservas han seguido una trayectoria descendente desde 1970 y la posibilidad de aumentar la producción en los próximos decenios es bastante limitada. Aunque Estados Unidos tiene grandes recursos aún no explorados de gas natural localizados sobre todo en las cuencas carboníferas del país o en depósitos geopresurizados a lo largo de la Costa del Golfo de México, la industria petrolera norteamericana insiste en que el desarrollo de todos ellos será muy costoso y requerirá una labor muy intensa de exploración y perforación de yacimientos así como el desarrollo de nuevas técnicas para producir gas en los mantos carboníferos del subsuelo.

Canadá, Holanda y México cuentan también con reservas importantes de gas natural. A principios de 1980 registraban los volúmenes siguientes de reservas probadas: Canadá, 85 MMPC (3.3 por ciento del total mundial); Holanda, 59.5 MMPC (2.3 por ciento) y México, 59 MMPC (2.2 por ciento).

Una parte importante de las reservas localizadas en todos los países mencionados se concentra en unos cuantos yacimientos de gas, sobre todo no asociado. Se calcula que 119 yacimientos de gas natural (cada uno con reservas mayores a los 10 millones de millones de pies cúbicos) localizados en unos 15 países contienen el 65 por ciento de las reservas mundiales de gas natural. Esta gran concentración de las reservas, tanto de petróleo como de gas natural, se atribuye según los geólogos a las características de estabilidad tectónica de las zonas donde están localizados los yacimientos más ricos.

### 5.3 El grado de adecuación de las reservas (Relación R/P)

Bajo el supuesto de que las reservas mundiales probadas y probables de gas son del orden de 2,500 MMPC, la relación actual de reservas a producción para el gas natural (del orden de 50) es mayor que la del petróleo. Hacia el año 2000 las reservas restantes de gas natural serían todavía del orden de 160,000 MMPC, un valor suficientemente alto para permitir una producción creciente durante varios decenios.

Además, algunos expertos como Meyerhoff han subrayado que, en términos de valor calorífico, debería generarse más gas que petróleo. Esto se debe, a que, primero, el gas se forma a partir de tres tipos de kerógeno, mientras que el petróleo no; segundo, el gas se genera en dos zonas profundas, una encima y otra debajo de la "ventana petrolera" o la "zona principal de acumulación del petróleo", y tercero, el gas se forma con el petróleo y está disuelto junto en él.

Ahora bien, aunque en teoría debería haber suficientes reservas de gas para cubrir los niveles de consumo durante varios decenios, la concentración de las reservas en unas cuantas regiones y las dificultades para transportarlo pueden originar dificultades de abastecimiento en algunos países. A esto se agrega el uso del gas para mantener la presión de los pozos petroleros. Por consiguiente, los intentos de aumentar la recuperación final del crudo podrían reducir la vida estimada de las reservas de gas natural.

#### 5.4 Evolución de las reservas

Las reservas de gas natural registraron un crecimiento extremadamente rápido de 80 a 556 miles de millones de barriles equivalentes de petróleo durante el periodo 1945-1975. Este aumento se debió en gran medida al descubrimiento de yacimientos gigantes de gas en zonas no exploradas en la URSS y el Mar del Norte.<sup>64</sup> A partir de entonces, el desarrollo de las reservas de gas asociado se atrasó, sobre todo en Estados Unidos, por el aumento de los costos de perforación de los pozos, según las empresas petroleras privadas. Estas aducen que en el caso de los pozos en tierra, los costos se duplicaron (de 13 dólares el pie cúbico a 25 dólares en Estados Unidos) en el quinquenio 1975-1980. Los costos en los pozos costa afuera pasaron de 39 dólares el pie cúbico a más de 80 dólares durante el mismo periodo. Pero ciertamente el argumento de los costos de perforación crecientes no explica el atraso de la explotación de gas en Estados Unidos en vista de que los precios de crudo aumentaron más que los de gas. Hay expertos que consideran que la falta de interés de las empresas de hidrocarburos en Estados Unidos por el gas natural se debió más bien al control federal de los precios de este hidrocarburo y no al aumento de los costos de explotación.

### VI. PERSPECTIVAS DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL

#### 6.1 Adiciones a las reservas

Para mantener una oferta estable más allá de mediados de los ochenta, será necesario ampliar de manera sustancial las adiciones a las reservas nuevas del gas natural, sobre todo en Estados Unidos. Los expertos norteamericanos prevén que la producción de gas en este país disminuirá considerablemente durante el presente decenio a menos que se logren avances importantes en el hallazgo de nuevas reservas y se desarrollen nuevas tecnologías para explotar los recursos de gas.

A últimas fechas son las reservas de gas natural no asociado proveniente de campos de gas las que han registrado el mayor aumento. En la actualidad se estima que un 60 por ciento de las reservas totales de gas natural proviene de los campos convencionales de gas. Las re-

servas de estos campos van a estar determinadas en el futuro por el volumen inicial de gas in situ, la tasa de producción que se pueda alcanzar y la eficiencia en la recuperación.

Las reservas de gas natural asociado forman el 40 por ciento restante de las reservas totales de este recurso. Se estima -sin ofrecer pruebas convincentes- que estas reservas han alcanzado ya su nivel más alto y que en el futuro registrarán una disminución real en virtud, por un lado, del uso cada vez más frecuente del gas natural para aumentar la presión de los pozos petroleros y conseguir una mayor recuperación del crudo y por otro, de la utilización del gas natural para la obtención de derivados en la petroquímica. Como cerca de un 80 por ciento de las reservas de gas asociado se localiza en menos de 100 grandes campos, los expertos han señalado que éstos se deberán explotar de tal manera que se optimice la recuperación de hidrocarburos y se logre el rendimiento económico esperado, manteniendo la presión a base tanto de gas como de agua.

Hay un consenso entre los expertos petroleros en el sentido de que la producción y el consumo mundiales de gas natural seguirán aumentando en los próximos decenios, quizá hasta principios del siglo XXI, por las características especiales de la utilización del gas natural y la existencia de fuentes muy abundantes de suministro.

Sin embargo, una cuestión importante respecto a la evolución futura de las reservas es que algunos países industrializados desarrollados -sobre todo de Europa occidental- han alcanzado una especie de límite respecto al comercio regional de gas natural que se puede operar a través de gasoductos, de tal manera que tendrán que recurrir a ductos marítimos (por ejemplo a través del Mediterráneo), a compras mayores del gas producido en la URSS o bien a un transporte costoso y de alto riesgo de GNL entre continentes. Se deberá encontrar pues la forma de ajustar este tipo de limitaciones a la gran disponibilidad de reservas de gas natural, sobre todo en el Medio Oriente y la URSS, relacionada con su elevada producción de petróleo.

El descubrimiento de nuevos recursos de gas natural ha sido relacionado históricamente con la búsqueda de petróleo. Hasta la posguerra, el descubrimiento de nuevos depósitos de gas no era más que el resultado de la búsqueda de petróleo, no de gas natural, por parte de las grandes empresas petroleras internacionales. La posguerra aumentó el valor del gas y alentó la búsqueda del recurso en áreas gaseras conocidas, pero mientras el petróleo siga siendo la fuente energética más importante es de suponerse que una gran parte de los descubrimientos de gas serán un subproducto de los esfuerzos por descubrir más petróleo.

Las conclusiones generales con respecto a las perspectivas de los descubrimientos de petróleo son aplicables al gas natural. Como se recordará, estas conclusiones eran optimistas porque hay grandes zonas inexploradas, (sobre todo en los mares profundos y el Artico) y un gran potencial en las zonas productoras ya conocidas. Existen también zonas aún no exploradas a mayores profundidades y hay un amplio potencial no definido de fuentes no convencionales así como un amplio margen para perfeccionar la tecnología de localización de reservas. Por éstas y otras razones, el panorama futuro de los descubrimientos de gas (considerando tanto gas asociado como no asociado) es tal vez mucho más favorable de lo que consideran muchos expertos.

La productividad y la recuperación del gas dependerán en parte de decisiones de política relacionadas con la protección del medio ambiente, conservación, personal técnico y disponibilidad de capital y equipo. Dependerán también de factores económicos, incluida la producción de hidrocarburos y su reglamentación; la asignación de recursos financieros a la infraestructura de los precios, incluidos los del petróleo.

#### 6.2 La recuperación de las reservas de gas

La recuperación del gas natural depende de una serie de factores como son las características del crudo y grado de solubilidad del gas, las propiedades de la roca en los yacimientos (homogeneidad, permeabilidades verticales y horizontales, saturación de líquidos, etc.), el espacio o las dimensiones del pozo y la reserva, el mecanismo de conducción de la reserva etc.<sup>65</sup>

La técnica de recuperación del gas natural más común es la primaria que consiste en extraer el crudo y el gas aprovechando la diferencia de presión entre la reserva y la atmósfera. La recuperación secundaria se refiere a la extracción mediante el uso de técnicas artificiales, una vez que se agota el mecanismo de conducción natural (recuperación primaria). Los métodos incluyen la inyección de agua o gas para restablecer la diferencia de presión necesaria para su recuperación. Por último, la recuperación terciaria consiste en la extracción por medio de técnicas más sofisticadas modificando la viscosidad de los líquidos atrapados por inyección de vapor, uso de solventes o combustión para lograr una mayor fluidez de los depósitos viscosos.

La recuperación del gas natural en campos de gas es muy sencilla. De manera semejante al caso del crudo, si el gas es dulce y seco puede ser transportado fácilmente por medio de ductos del pozo hasta el mercado final. Sin embargo, el gas agrio y mojado debe ser procesado para eli-

minar las sustancias contaminantes.

En las reservas de agotamiento volumétrico, la eficiencia de la recuperación es bastante alta (en el rango de 80 a 95 por ciento). La recuperación depende hasta cierto grado de los factores que afectan la tasa de la producción. Existe mucho gas bajo presión que es irrecuperable debido a que no se encuentra cerca de los gasoductos o porque es prohibitivo el costo de la compresión de gas para elevar la presión del gasoducto.

Las reservas de conducción hidráulica pueden ser de dos tipos: activas o parciales. En las primeras, la recuperación depende de la cantidad inicial de agua, la porción de las reservas saturada de gas residual y la porción de la reserva invadida por el agua. En este caso, la eficiencia de las reservas de conducción hidráulica parcial, la eficiencia en la recuperación es mayor, porque el gas residual atrapado está a una presión inferior y por lo tanto ocupa un volumen menor en las condiciones de la superficie.

En los campos convencionales de crudo, la recuperación del gas natural asociado es más difícil que en los campos de gas. Esto se debe a que en un pozo de crudo con gas natural asociado se busca por lo general una recuperación óptima del crudo y el gas se considera como un producto secundario.

En un principio no había manera de recuperar el gas asociado y éste se quemaba. En la actualidad, cuando no hay posibilidad de distribuirlo o almacenarlo, el gas se reinyecta en el pozo para mantener la presión necesaria y facilitar la extracción del crudo. Por lo tanto, las decisiones acerca de si resulta o no conveniente quemar o no el gas dependen tanto del volumen de las reservas como de los aspectos económicos de distribución o reinyección.

### 6.3 Recursos de gas por descubrir

En el Cuadro 13 se presenta la producción de gas y LGN para 1977, así como las reservas probadas y probables de gas y LGN y lo que Meyerhoff considera como una estimación muy conservadora de las reservas de gas y LGN que faltan por descubrir. Las reservas de gas fueron estimadas con base en la densidad de las estructuras conocidas, presentadas en la literatura disponible, mapas geológicos y geofísicos no publicados, y donde no había datos disponibles, con base en una cierta densidad supuesta de las estructuras, por analogía con las cuencas adyacentes.

Las cifras muestran, primero, que el gas es más abundante que el petróleo. Segundo, que las fuentes prin-

cipales de abastecimiento serán las regiones árticas de la URSS y el Medio Oriente, aunque también se contará con montos importantes provenientes de Canadá, el Mar del Norte, Europa noroccidental, el sudeste de Australia y la plataforma continental entre Nueva Guinea y Australia. Tercero, que falta por descubrir un gigantesco potencial de gas natural no sólo en las cuencas inexploradas, sino también debajo de la "ventana petrolera" de las cuencas que se han explorado sólo a profundidades medias. De todas las zonas geográficas de donde provendrá la oferta futura de gas, sobresale por un amplísimo margen la cuencia de Siberia occidental.

Aunque el cuadro se basa sobre todo en extrapolaciones de los datos correspondientes a las zonas productivas más cercanas, no presenta un panorama exacto de algunas regiones alejadas de las zonas productoras actuales y que podrían tener un gran potencial. Según Meyerhoff, la plataforma continental de la República Popular de China, a la que se le asigna un monto estimado de reservas de 272 MMPC para el país en su conjunto, probablemente tenga reservas de gas mucho mayores. El Golfo de Tailandia, con algunos campos gigantes de gas, podría llegar a convertirse en una provincia gasera de primer orden, junto con el delta de Mekong y otras partes del sudeste de Asia. Se ha explorado poco la plataforma noroccidental de Australia, aunque ya cuenta con algunos campos gigantes de gas natural. Lo mismo vale para la cuenca Papuan en Nueva Guinea y la plataforma del Mar de Barents.

CUADRO 13  
Reservas y producción de gas natural y LGN, al 1o. enero 1978<sup>a)</sup>

Región/País	Gas	LGN	Reservas	Reservas	POTENCIAL	
	(MMCP/d)	(Millb/d)	de gas Est P+P (MMPC)	LGN Est P+P <sup>b)</sup> Mil de Milli/	Gas (MMPC)	LGN Mil. de mill de ba <sup>b)</sup>
Mundo	147.627	3.03	2473.4	61.839	4476.6	111.915
Hemisferio Occidental	70.562	2.14	426.6	10.668	523.4	13.085
Estados Unidos	55.719	1.62	211.0	5.275	80.0	2.000
Venezuela	1.076	0.08	41.1	1.030	30.0	0.750
Canadá	9045	0.29	95.0	2.375	250.0	8.750
México	2042	0.11	43.0	1.075	30.0	0.750
Argentina	685	-	8.1	0.203	2.0	0.050
Ecuador	58	-	5.0	0.125	1.4	0.035
Otros	1938	0.05	23.4	0.585	30.0	0.750
Hemisferio Oriental	77.065	0.89	2046.8	51.571	3953.2	98.830
Europa Occ.	17.235	0.09	140.2	3.505	204.8	5.120
G.B.	4109	0.03	29.0	0.725	25.0	0.625
Noruega	18	0.02	20.0	0.500	100.0	2.500
Holanda	8034	0.02	62.0	1.550	40.0	1.000
Otros	5074	0.02	29.2	0.730	39.8	0.995
Medio Oriente	7643	0.34	697.7	17.443	802.3	20.057
Arabia Saudita	332	0.22	87.5	2.188	100.0	2.500
Irán	4811	0.04	500.0	12.500	400.0	10.000
Kuwait	510	0.05	34.0	0.850	52.3	1.307
Iraq	386	0.02	28.0	0.700	100.0	2.500
Em. Árabes Unidos	460	0.01	21.5	0.537	60.0	1.500
Qatar	193	0.01	18.0	0.450	50.0	1.250
Oman	355	-	2.0	0.050	10.0	0.250
Siria	190	-	3.1	0.078	12.0	0.300
Otros	406	-	3.6	0.090	18.0	0.450
Africa	4879	0.14	182.6	4.565	167.4	4.185
Nigeria	1965	-	43.0	1.075	40.0	1.000
Libia	1339	0.04	25.7	0.643	18.0	0.450
Argelia	782	0.10	100.0	2.500	100.0	2.500
Gabón	8	-	2.5	0.062	2.0	0.050
Egipto	255	-	3.2	0.080	3.4	0.085
Angola	224	-	1.5	0.038	1.0	0.025
Otros	306	-	6.7	0.167	3.0	0.075
Asia-Pacífico	3473	0.10	123.3	3.083	326.7	8.168
Australia	648	0.06	32.0	0.800	100.0	2.500
Indonesia	964	0.01	24.0	0.600	75.0	1.875
Malasia-Brunei	513	0.01	23.3	0.583	75.0	1.875
Japón	268	-	0.5	0.012	0.7	0.018
Afganistán	333	-	3.0	0.075	6.0	0.150
Otros	747	0.02	40.5	1.013	70.0	1.750
Europa Oriental-URSS	38931	0.24	875.0	21.875	2180.0	54.500
URSS	33951	0.22	850.0	21.250	2150.0	53.750
Rumania	2755	0.01	2.0	0.050	7.0	0.175
Otros	2225	0.01	23.0	0.575	23.0	0.575
China	4896c)	-	28.0	0.700	272.0	6.800

<sup>a)</sup> FUENTES: DeGolyer and MacNaughton (1978); International Petroleum Encyclopedia (1980) Grossling (1976); National Foreign Assessment Center files.

<sup>b)</sup> Para estimar LGN se supuso un factor constante de 25 barriles por MMPC.

<sup>c)</sup> Para biogas y gas industrial, el total es de 5.500 millones de pies cúbicos diarios.

## VII. CONCLUSIONES

El tema de las reservas de petróleo y gas natural ocupa un lugar central en la literatura sobre las fuentes de energía. Todas las empresas petroleras, las organizaciones involucradas en el estudio de los asuntos energéticos y los gobiernos, tanto de los países productores como los de los países consumidores, tomaron conciencia desde la llamada "crisis del petróleo" de 1973-1974 de que las reservas de hidrocarburos eran finitas y que su estimación tenía una importancia fundamental desde un punto de vista político, económico y tecnológico. Sin embargo, hasta la fecha aun los geólogos más experimentados no han elaborado una estimación definitiva sobre el monto de últimos recursos recuperables tanto de petróleo crudo como de gas natural. Los desacuerdos al respecto tienen implicaciones profundas para la formulación de la política energética a nivel mundial y nacional, entre otras razones, porque a ambos niveles siguen adoptándose decisiones de política con base en estimaciones que no sólo están rodeadas de una gran incertidumbre e inexactitud sino que tienen un carácter meramente especulativo. Es incorrecto manejar las estadísticas sobre reservas de crudo y gas como si fueran algo perfectamente definido y sobre lo que no se tuviera duda alguna. Todas las estimaciones sobre reservas están sujetas a un margen de error muy considerable y por lo tanto, cuando se proponen medidas de política energética con base exclusivamente en las estimaciones sobre la magnitud de reservas de hidrocarburos, pueden plantearse soluciones basadas en datos incompletos, especulativos y quizá hasta equivocados.

Este trabajo ofrece una amplia evidencia en el sentido de que hay gran confusión aun entre los expertos de reconocido prestigio internacional, sobre el manejo de la terminología y de que falta todavía un marco conceptual que pueda ser utilizado para interpretar con cierta precisión toda la gama de estimaciones sobre reservas de hidrocarburos. Por consiguiente, no es nada extraño que en el último Congreso Mundial de Petróleo, celebrado en Bucarest en septiembre de 1979 se hayan escuchado voces de los mejores expertos en la materia en favor de la prosecución urgente de la tarea de establecer por consenso tanto las definiciones como una metodología única para las estimaciones globales de la disponibilidad de los hidrocarburos para la etapa de transición energética desde el petróleo hacia el uso de las fuentes energéticas no convencionales.

No sólo persisten problemas de definición cuando se manejan datos estadísticos para una determinada fuente de energía sino que también hay problemas cuando se trata de relacionar los conceptos de distintas fuentes de energía. Es común que los expertos al hablar de las reservas manejen conceptos enteramente distintos. Esto no quiere decir que no se hayan logrado avances en la conceptualización y en el planteamiento de distinciones relativamente claras entre los términos comúnmente usados, sobre todo entre

las categorías de reservas probadas, probables y potenciales.

Sin embargo aunque hay similitudes en el manejo de las categorías principales de reservas, las diferencias en los sistemas legales nacionales y en las circunstancias geológicas de cada región productora de hidrocarburos han llevado a que las categorías se mezclen unas con otras, por ejemplo, confundiendo recursos apenas identificados con reservas probadas o bien incluyéndose los líquidos del gas natural dentro de la categoría de reservas probadas del crudo. A esta situación poco feliz hay que agregar la persistencia de una multitud de métodos de clasificación y cuantificación de los recursos petroleros, cada uno con sus propias ventajas y limitaciones. Es un hecho que los límites que separan una categoría de reservas de otra no han sido ni lo suficientemente flexibles como para adaptarse al impacto sobre las reservas de hidrocarburos de los cambios en los precios y de los avances en la tecnología, ni lo suficientemente dinámicos para evitar la subestimación de las reservas realmente recuperables que se localizan en un depósito determinado.

Teniendo en cuenta los múltiples problemas metodológicos, este trabajo presentó un análisis de las distintas estimaciones disponibles sobre la magnitud global de los últimos recursos recuperables de petróleo crudo y gas natural. Todas estas estimaciones demostraron ser sólo meras evaluaciones teóricas de los límites técnicos de lo que la naturaleza de los recursos y la tecnología disponible permitirían producir en las condiciones tecnológicas, económicas y políticas consideradas como favorables por los productores de hidrocarburos. La comparación de las estimaciones globales, elaboradas todas en los países industrializados desarrollados y en su mayoría en Estados Unidos muestran que, después de haber registrado una tendencia creciente desde los años veinte hasta los sesenta, las estimaciones de los geólogos coincidieron durante el decenio pasado -con una que otra excepción- en una cifra de consenso sobre el monto de los recursos de petróleo crudo. Cabe advertir que esta coincidencia de opiniones no significa de manera alguna que se trate de cifras definitivas. No cabe duda que distintos factores de orden económico y tecnológico modificarán estas estimaciones, ya sea al alza o a la baja aunque con mayor probabilidad hacia arriba.

Las estimaciones de "consenso" demuestran que contrariamente a la creencia popular ampliamente difundida sobre todo en Estados Unidos y Europa occidental, los hidrocarburos no se están acabando en el planeta. Sin embargo, todas estas estimaciones están lejos de ser definitivas y tienen limitaciones importantes en razón del

alto grado de subjetividad que subyace en todos los métodos de estimación de las reservas de petróleo y gas natural. Muchas estimaciones son meras extrapolaciones que carecen del apoyo sólido de las mediciones geológicas y no tienen en cuenta factores tan importantes como los cambios presentes y aun futuros en los costos de producción, los precios de venta y los rápidos avances en la tecnología, sobre todo de recuperación del crudo. Por éstas y otras limitaciones hay grandes desacuerdos entre los expertos, por ejemplo, con respecto al monto de recursos petroleros que falta por descubrir y el ritmo de la explotación de los nuevos hallazgos. Más aun, falta mucho por avanzar en el terreno de la localización y los métodos de la explotación de las fuentes no convencionales de petróleo y gas de tal forma que no se ha integrado de manera satisfactoria las estimaciones sobre los montos disponibles de gas natural. Estas grandes lagunas no permiten tener una visión definitiva o universalmente acordada sobre la cantidad de recursos de hidrocarburos en el planeta y mucho menos sobre su duración en condiciones de explotación que sean medianamente razonables.

Con todo, es común que se manejen las estimaciones sobre reservas de hidrocarburos, tanto a nivel global como nacional, sin tener presente la gran incertidumbre e inexactitud que suponen dichos cálculos. Suele atribuirse a dichas estimaciones y a las cifras sobre las reservas de hidrocarburos, sobre todo por razones políticas, un alcance que ni los expertos que las han formulado se atreverían a darles. Se han dado muchos casos en los que la política energética de un país ha sido influida por una visión particular sobre recursos de hidrocarburos que a la fecha permanecen indeterminados y sean quizá indeterminables durante mucho tiempo.

Si bien el acervo de información sobre reservas de hidrocarburos es muy amplio y creciente, hay grandes diferencias en cuanto a la calidad y disponibilidad de la información. La gama comprende desde aquellos países en donde la publicación de las estadísticas sobre reservas es una obligación legal de cada productor hasta aquéllos en donde la información se guarda en secreto porque es considerada como asunto de seguridad nacional. Los datos procedentes de las empresas productoras no tienen por qué ser del todo confiables y la ausencia de datos nacionales publicados refleja no sólo el concepto particular de seguridad nacional sino también la falta de información interna realmente confiable. Aunque hay publicaciones regulares que hacen una evaluación anual de las reservas probadas para todos los países del mundo, las cifras de las distintas fuentes difieren considerablemente, están sujetas a ajustes periódicos y no pueden compararse entre sí sin reservas importantes.

Las fuentes de información disponibles permiten presentar un panorama amplio de la localización de las reservas de petróleo y gas natural por regiones y países, así como de su evolución histórica. Dicho panorama pone de manifiesto la gran inequidad en la distribución mundial de los recursos de hidrocarburos, resultado en gran parte de la historia colonial de las regiones en desarrollo y en particular de Africa y el Medio Oriente. A la fecha, los recursos petroleros se encuentran muy concentrados en unos cuantos países y en unos cuantos yacimientos gigantes y grandes provincias productoras. Sin embargo, como resultado de la llamada crisis petrolera, se están descubriendo rápidamente recursos de hidrocarburos en todas partes del planeta.

Como resultado del rezago de la tasa de crecimiento de las reservas frente a la tasa de crecimiento de la producción de petróleo que se dio durante el decenio de los setenta, las empresas petroleras internacionales opinan que la vida útil de las reservas de petróleo tenderá a decrecer, sobre todo si no se dan nuevos incentivos a la industria para efectuar inversiones a largo plazo. Sin embargo, la posición de estas empresas se contrapone a la de aquellos geólogos que sostienen que las reservas recuperables en tierra y más aun tierra afuera son ampliamente suficientes para sostener durante muchos decenios los niveles actuales de explotación. La escuela "optimista" hace hincapié en que es menester tener en cuenta los recursos provenientes de fuentes no convencionales, los yacimientos de petróleo todavía no descubiertos y los efectos que en el caso del consumidor industrial más grande del mundo -Estados Unidos- tendrá en los próximos años la supresión de los controles de precios del petróleo y el gas. Aun cuando se pueda defender la tesis de que la tasa de aumento de las nuevas reservas de hidrocarburos convencionales empezará a declinar a mediados de los ochenta porque ya escasean yacimientos gigantes o supergigantes por descubrir, las reservas se seguirán ampliando mediante una expansión y revaluación de los yacimientos ya conocidos en función, entre otros, del avance tecnológico en las perforaciones profundas y la aplicación de métodos más avanzados de recuperación.

En la segunda parte del capítulo dedicado a las reservas de gas natural se apreció como las limitaciones más importantes que caracterizan a las estimaciones sobre reservas de petróleo resultan válidas también para esa fuente energética cuya participación en el consumo mundial de hidrocarburos ha crecido muy rápidamente desde principios de los setentas. A los problemas de definición y cuantificación que son comunes a los hidrocarburos en general se agregan los problemas particulares al caso del gas y que se refieren principalmente a la tecnología disponible para la explotación del gas natural asociado. Como el costo de las técnicas más avanzadas de recupera-

ción del mismo no se cubre todavía con los bajos precios que rigen en el mercado internacional para el gas natural, es imposible todavía estimar el monto de recursos realmente recuperables.

La consulta de las distintas fuentes de información que publican cifras estadísticas sobre reservas de gas natural suscita muchos problemas. La información sobre la magnitud de las reservas de gas por descubrir y sobre los distintos componentes de la oferta futura sigue siendo más escasa que la información disponible relativa al petróleo crudo. Por consiguiente, los supuestos que se manejan en las estimaciones sobre gas natural tienen un fundamento real muy limitado. Además, no ha surgido todavía un verdadero debate entre los expertos acerca de la magnitud de las reservas recuperables de gas porque se trata de una industria apenas incipiente fuera de los países industrializados. Como en el caso del petróleo, hay grandes ambigüedades e incertidumbres en la inclusión de algunas reservas de gas natural en la categoría de reservas probadas, por los límites tanto físicos como económicos que se aplican a la parte recuperable del depósito y también por el retraso en la incorporación de los recursos provenientes de campos pequeños que hasta hace poco ni se tenían en cuenta cuando se formulaban las estadísticas nacionales sobre energéticos.

Tanto en el caso del crudo como el gas, las estimaciones sobre el monto de últimos recursos recuperables han tendido a aumentar rápidamente en los últimos decenios. En ninguno de los dos casos se trata de cálculos de carácter puramente técnico. Ambos tipos de estimaciones están determinados por el contexto económico y político, tanto interno como internacional, y obedecen a decisiones nacionales de política económica, al avance de las técnicas de exploración, a los programas de explotación de petróleo en el caso del gas asociado, a las medidas de conservación y protección del medio ambiente y a la disponibilidad de recursos financieros.

Las diferencias en la evaluación de ambos recursos obedecen a las disparidades en la tasa de recuperación y al hecho de que las mayores adiciones a las reservas de gas no provendrán de aumentos en dicha tasa como sucede en el caso del petróleo, sino a la ampliación de las reservas conocidas gracias a nuevos descubrimientos. No hay convergencia en las opiniones de los expertos sobre el monto de últimos recursos recuperables de gas natural, mientras que parece haber una cifra de consenso en el caso del petróleo. Por otra parte, mientras en el caso de las estimaciones de los recursos petroleros se prevén como probables revisiones tanto al alza como a la baja, todo parece indicar que la magnitud de los recursos de gas natural seguirá creciendo.

El análisis del panorama mundial de las reservas de gas natural indica que, si bien la distribución de los recursos es similar a la del petróleo, no hay un predominio tan marcado del Medio Oriente y Africa del Norte. Sin embargo, como en el caso del crudo, las reservas de gas están muy concentradas en unos cuantos países y en unos cuantos grandes yacimientos, sobre todo de gas no asociado. Aunque la vida útil estimada de las reservas de gas es mayor que la del petróleo, la concentración de las reservas en unas cuantas regiones y las dificultades para transportar gas natural podrían crear dificultades de abastecimiento en aquellos países que dependen de su importación como los de Europa occidental.

No obstante la explotación intensiva de los recursos de gas natural en los últimos años, las reservas de esta fuente de energía han crecido menos que la producción, si se dejan de lado las reservas de gas natural de la URSS. Sin embargo, el grueso de los pozos perforados se localiza en una mínima parte de las zonas que cuentan con un alto potencial de producción de gas. Las fuentes privadas norteamericanas insisten en que la producción de gas en Estados Unidos habrá de disminuir o que se estabilizará en los ochenta a menos que se logren avances sustanciales en la localización de nuevas reservas, se desarrollen tecnologías menos costosas para explotar los recursos de gas y se liberen los precios. En el resto del mundo, las perspectivas que ofrecen las reservas de gas parecen bastante mejores, tanto por la existencia de grandes zonas inexploradas como por el gran potencial de las zonas productoras ya conocidas. El aprovechamiento de estos recursos dependerá no tanto de la disponibilidad de reservas cuanto de la solución de los problemas de procesamiento y transporte a grandes distancias.

Anexo 1

RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS DEL PETROLEO CRUDO \* (Al 1o. de enero de 1980)  
( Miles de barriles )

PAISASIA-PACIFICO

Australia	2,130,000
Bangladesh	
Burma	25,000
Brunei	1,800,000
Rep. de China (Taiwan)	10,200
Guam	
India	2,600,000
Indonesia	9,600,000
Japan	55,000
Corea del Sur	
Malasia	2,800,000
Nueva Zelanda	110,000
Okinawa	
Pakistán	200,000
Filipinas	25,000
Singapur	
Sri Lanka	
Tailandia	
Total Asia-Pacífico	19,355,200

Bahrain	240,000
Dubai	1,400,000
Irán	58,000,000
Irak	31,000,000
Israel	1,000
Jordania	
Kuwait	65,400,000
Zona dividida (neutral)	6,260,000
LTbano	
Omán	2,400,000
Oatar	3,760,000
Arabia Saudita	163,350,000
Sharjah	11,300
Yemen del Sur (Aden)	
Siria	2,000,000
Turquía	125,000
Total del Medio Oriente	361,947,300

EUROPA OCCIDENTAL

Austria	141,400
Bélgica	
Chipre	
Dinamarca	375,000
Finlandia	
Francia	50,000
Alemania Oriental	480,000
Grecia	150,000
Irlanda	
Italia- Sicilia	645,000
Holanda	60,000
Noruega	5,750,000
Portugal	
España	150,000
Suiza	
Suecia	
Gran Bretaña	15,400,000
Yugoslavia	275,000
Total de Europa Occidental	23,776,400

AFRICA

Argelia	8,440,000
Angola-Cabinda	1,200,000
Camerón	140,000
Rep. del Congo	400,000
Egipto	3,100,000
Etiopía	
Gabon	500,000
Ghana	7,000
Costa de Marfil	
Kenia	
Liberia	
Libia	23,500,000
Madagascar	
Marruecos	100
Mozambique	
Nigeria	17,400,000
Senegal	
Sierra Leona	
Somalia	
Sudáfrica	
Sudan	
Tanzania	
Togo	
Túnez	2,250,000

MEDIO ORIENTE

Abu Dhabi	28,000,000
-----------	------------

Zaire	135,000
Zambia	
Total de África	57,072,100

## HEMISFERIO OCCIDENTAL

Argentina	2,400,000
Bahamas	
Barbados	1,500
Bolivia	150,000
Brasil	1,220,000
Chile	400,000
Colombia	710,000
Costa Rica	
República Dominicana	
Ecuador	1,100,000
El Salvador	
Guatemala	16,000
Honduras	
Jamaica	
Martinica	
México	31,250,000
Antillas Holandesas	
Nicaragua	
Panamá	
Paraguay	
Perú	655,000
Puerto Rico	
Trinidad & Tabago	700,000
Uruguay	
Venezuela	17,870,000
Islas Vírgenes	
Estados Unidos	26,500,000
Canadá	6,800,000
Total del Hemisferio Occidental	89,772,500

## PAISES SOCIALISTAS

U.R.S.S.	67,000,000
China	20,000,000
Otros	3,000,000
Total de los países Comunistas	90,000,000
TOTAL MUNDIAL	641,623,500

\* Todas las cifras de reservas, con excepción de las de la URSS son reservas probadas que se pueden recuperar con la tecnología y a los precios actuales. Los datos de la URSS son "reservas exploradas" e incluyen reservas probadas, probables y algunas potenciales.

FUENTE: Oil and Gas Journal, 28 de diciembre de 1979.

## Anexo 2

## RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL

## Países seleccionados

(Miles de millones de pies cúbicos)

Países	World Oil	Petroleum Economist <sup>1</sup>	Oil and Gas Journal	Journal
	31-12-81	1°-01-79	1°-01-79	1°-01-80
URSS <sup>2</sup>	813,645	971,154	910,000	900,000
Irán	371,955	377,867	500,000	490,000
Estados Unidos	200,302	201,858	205,000	194,000
Argelia	122,002	104,884	105,000	132,000
Arabia Saudita	67,700	74,337	93,900	93,230
Canadá	62,697	66,073	59,000	85,500
México	58,935	60,847	32,000	59,000
Katar	58,499	11,018	40,000	60,000
Holanda	58,231	58,622	62,000	59,500
Nigeria	51,775	40,258	42,000	41,400
Venezuela	42,138	42,024	41,000	42,800
Kuwait	37,262	39,552	31,300	31,000
Libia	30,568	24,543	24,200	24,000
Malasia	29,194	16,880	17,000	17,000
Australia	28,193	29,946	31,000	31,000
Irak	26,660	27,898	27,800	27,500
China	26,000	24,967	25,000	25,000
Reino Unido	24,710	24,896	27,000	25,000
Indonesia	24,186	38,422	24,000	24,000
Pakistán	22,000	10,947	16,000	15,800
Abu Dhabi	18,737	27,545	20,000	19,000
Argentina	15,255	7,769	12,000	15,200
Noruega	14,331	16,703	24,000	23,500
Bangladesh	-	9,181	8,000	8,000
Brunei	6,842	7,769	8,000	7,700
Italia	6,354	7,062	8,000	-
Trinidad y Tobago	6,000	8,475	8,000	8,000
TOTAL MUNDIAL	2.368,801	2.431,558	2.505,010	2.573,241
Total OPEP	851,728 <sup>3</sup>	815,628	957,200	990,930
Total Medio Oriente	616,302	570,226	730,660	740,330
Total América	396,959	406,401	376,950	424,000
Total Europa Occidental	119,847	123,566	143,260	135,376
Total Europa del Este <sup>4</sup>	840,229	990,718	-	-
Total Africa	-	-	-	210,350
Total Asia/Pacífico	-	-	-	128,185

<sup>1</sup> Datos presentados en metros cúbicos y convertidos a pies cúbicos  $m^3 = 35.3147$  pies<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Reservas probadas, probables y potenciales.

<sup>3</sup> No incluye Sharjah.

<sup>4</sup> Incluye a la URSS.

REFERENCIAS

1. IIASA, On Fossil Fuel Reserves and Resources, p. 10.
2. Peter Odell y K.E. Rosing, "Estimating World Oil Discoveries up to 1999, the Question of Method", Petroleum Times, febrero 7 de 1975, pp. 27-28.
3. Joel Darmstadter, Energy in the World Economy, A Statistical Review of Trends in Output, Trade and Consumption since 1925, p.45
4. Gerald Foley, The Energy Question, p. 135.
5. D.C. Ion, "Classification of Proved Reserves", Petroleum Economist, diciembre de 1979, p. 501.
6. P.C. Wood, "There's a Trillion Barrels of Oil Awaiting Discovery", World Oil, p. 148.
7. Foley, op. cit., p. 135.
8. E.M. Khalimov, et. al., "The Principles of Classification and Oil Resources Estimation".
9. Las reservas están geológica (y geográficamente) identificadas y son recuperables desde un punto de vista económico y técnico en las condiciones actuales o potenciales. Las reservas pueden ser probadas, probables o potenciales. En cuanto a los recursos se tiene un conocimiento mucho más aproximado pues incluyen recursos identificados, pero no rentables, hipotéticos (en distritos petroleros conocidos). Cuando los recursos hipotéticos o especulativos son descubiertos e identificados pasan a la categoría de reservas si pueden ser producidos técnica y económicamente. O pueden pasar a la categoría de identificados pero no rentables, si hay alguna tecnología disponible para explorarlos o si es demasiado costosa.
10. Ion, op. cit., p. 503.
11. Christopher Freeman y Marie Jahoda, The Great Debate, p. 120.
12. Grenon, op. cit., p. 7.
13. William Stannage, "Resource Estimates and Politics Don't Mix", World Oil, octubre de 1979, p. 113.
14. Energy: Global Prospects 1985-2000, Report of the Workshop on Alternative Energy Strategies, p. 115.
15. IIASA, op. cit., p. 13.
16. Idem.
17. Martin Elliot, "Many Complex Factors Affect Oil and Gas", The Oil And Gas Journal, mayo 30 de 1977, p. 152.
18. Wood, op. cit., p. 4.

19. Helmut J. Frank y John H. Lichtblau, "The Real Energy Crisis, When will it Come?", Arizona Review, mayo de 1978, p. 4.
20. Peter R. Odell, "A Personal View of the Missing Oil", Petroleum Economist, enero de 1980, p. 21.
21. Ruth Leger, World Energy Survey, febrero de 1979, p. 8.
22. M. King Hubbert, "Petroleum Exploration in the U.S.", AAPG Bulletin, p.2208.
23. IIASA, op. cit., p. 34.
24. "Oil Supplies, Deluge on Drought?", op. cit., p. 407.
25. Ion, op. cit., p. 27.
26. "Middle East Oil Reserves", The Petroleum Economist, octubre de 1975, p. 369.
27. M.A. Adelman, The World Petroleum Market, p. 76.
28. Raymond Vernon, The Oil Crisis, p. 31.
29. "Middle East Oil Reserves", The Petroleum Economist, octubre de 1975, pp. 369-371.
30. "How Much Oil in the World?", Petroleum Economist, marzo de 1978.
31. B.A. Rahmer, "New Assesment of Resources", Petroleum Economist, diciembre de 1979, p. 501.
32. Energy, op. cit., p. 231.
33. Richard Nehring, op. cit., p. 231.
34. Darmstadter, op. cit., p. 45; y Nicholas Sarkis, "L'epuisement des réserves arabes", Le Nouvel Economiste, marzo de 1980, p. 14.
35. Sarkis, op. cit., p. 15.
36. Euromoney, julio de 1979, p. 53.
37. Según King Hubbert, el punto más alto de la producción se alcanzará a mediados de los noventa a un nivel de producción anual de 100,000 millones de barriles diarios, lo que permitiría sostener una tasa de crecimiento económico de 2.9 por ciento durante los próximos veinte años. Moody y Esser predicen que el pico de producción se alcanzará a fines de los ochenta o principios de los noventa, suponiendo tasas "normales" de crecimiento de la demanda. El ajuste tanto a tasas inferiores de crecimiento de la demanda pospondría el pico de la producción para fines de siglo. Véase Frank y Lichtblau, op. cit., p.5.
38. Peter Nulty, "When We'll Start Running Out of Oil", Fortune, octubre de 1977, p. 249.
39. "World Energy Resources", The Petroleum Economist, julio de 1975, p. 249.

40. Wood, op. cit., p. 141.
41. "How Much Oil in the World?", Petroleum Economist, marzo de 1978, p. 6.
42. Mientras que en el período 1955-1966 se hicieron adiciones a las reservas en el hemisferio occidental de 4,400 millones de barriles, para 1966-1972 sólo se hicieron 3,300. Las adiciones correspondientes para el Medio Oriente fueron de 136,000 y 170,000 millones de barriles respectivamente.
43. Energy, op. cit., p. 13.
44. El factor de recuperación es aquella parte del volumen de petróleo o gas localizada originalmente en el depósito, que logra recuperarse mediante distintas tecnologías. La labor de recuperación se interrumpe cuando la capacidad del depósito para producir y las condiciones económicas y sociales muestran que el valor de las reservas que falta por producir es inferior al costo que supone recuperarlas. Desorcy, op. cit., p. 5.
45. Foley, op. cit., p. 133.
46. Energy, op. cit., p. 113.
47. "Middle East Oil Reserves", op. cit., p. 370.
48. IIASA, op. cit., p. 11.
49. Energy, op. cit., p. 123.
50. C. Bois, A. Perrodon, G. Pommico, "Méthodes d'Estimation des Reserves Ultimes", op. cit., p. 9.
51. Exxon, World Energy Outlook, abril de 1978, p. 30.
52. IIASA, op. cit., p. 8.
53. Nulty, op. cit., p. 247.
54. Robert L. Whiting, "Gas from Conventional Gas Fields", en The Future Supply of Nature-Made Petroleum and Gas, p. 279.
55. Ibid.
56. Netscher, op. cit., p. 115.
57. Whiting, op. cit., p. 283.
58. Ibid.
59. Ibid.
60. A. Meyerhoff, Proved and Ultimate Reserves of Natural Gas and Natural Liquids in the World, pp. 3-4.
61. Petroleum Intelligence Weekly, 10 de septiembre de 1979.

62. Meyerhoff, op. cit., p. 1.
63. Meyer, op. cit., p. 295.
64. Whiting, op. cit., pp. 277-278.
65. Ibidem., p. 268-270

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

I. LIBROS

Adelman, M.A., The World Petroleum Market, University Press, Baltimore, The Johns Hopkins Press, 1973.

Dafter Ray (comp.), Scraping the Barrel; the Worldwide Potencial for Enhanced Oil Recovery, Londres, Financial Times Business Information, 1980.

Darmstadter, Joel, Energy in the World Economy, A Statistical Review of --- Trends in Output, Trade, and Consumption since 1925, Resources for the Future Inc., 1970.

Energy: Global Prospects 1985-2000, Report of the Workshop on Alternative Energy Strategies, Nueva York, McGraw Hill, 1977.

Energy: The Next Twenty Years, A Report Sponsored by the Ford Foundation, - Cambridge, Ballinger Publishing Co., 1977.

Exxon, World Energy Outlook, abril de 1978.

Foley Gerald, The Energy Question, Penguin Books, 1976.

Freeman, Christopher y Jahoda, Marie, (comp.); World Futures: The Great Debate, Nueva York, Universe Books, 1978.

IIASA, On Fossil Fuel Reserves and Resources, Laxenburg, Austria, 1978.

Netschert, C. Bruce, The Future Supply of Oil and Gas, Baltimore, The Johns Hopkins Press, 1958.

Vernon, Raymond (comp.), The Oil Crisis, Nueva York, W.W. Norton & Company, 1979.

## II. DOCUMENTOS

Banco Mundial, Programa para acelerar la producción del petróleo y gas natural en los países en desarrollo, enero de 1979.

Comisión Económica para América Latina. - Simposio técnico sobre América Latina y los problemas actuales de la energía - Perspectivas de la oferta y la demanda 1980-1985. Santiago de Chile, 23 al 27 de septiembre de 1974. -- (Documento Informativo Núm. 6).

United Nations Economic and Social Council: Trends in the Formulation of Energy Research and Development Policy. Ad hoc Meeting of Experts on Innovation in Energy Technologies. Ginebra 23-25, octubre 1974.

## III. ARTICULOS

Arps, M., J.J., Mortada, A.E. Smith, "Relationship between Proved Reserves -- and Exploratory Effort", Journal of Petroleum Technology, agosto de 1970, pp. 671-675.

Auldrige, Larry, "World Reserves Holding on Despite Record Production", The Oil and Gas Journal, 31 de diciembre de 1979, pp. 67-74.

Berg, R.R., Calhoun, C.C. Jr., Whiting, R.L., "Prognosis for Expanded U.S. - Production of Crude Oil", Science-American Association for the Advancement of Science, vol. 184, núm. 4134, abril de 1974, pp. 331-339.

Billo, Salem M., "Future Petroleum Resources", The Oil and Gas Journal, 1° de enero de 1979, reproducido en OPEC Bulletin, 29 de enero de 1979, vol. x, pp. 6-21.

"Boletín Informativo del Sector Energético", Energéticos, 5 de enero de 1978 pp. 6-7.

"Estimating World Oil Discoveries Up to 1999 - The Question of Methods", Petroleum Times, 7 de febrero de 1975.

Elliot, Martin A., "Many Complex Factor Affect Oil and Gas Reserves Data", The Oil and Gas Journal, 30 de mayo de 1977.

"En el año 2015 extraerán el último barril de petróleo del último pozo en el planeta" El Nacional, martes 30 de septiembre de 1975.

"Exxon Cuts Fuel, Oil Prices; Action Reflects Fall in Demand", The New York Times, 25 de marzo de 1980.

Frank, Helmut J. and John H. Lichtblau, "The Real Energy Crisis: When Will it Come?", Arizona Review, College of Business and Public Administration, University of Arizona, Tucson, Arizona, mayo de 1978, pp. 1-11.

Gess, G. y C. Bois, "Study of Petroleum Zones: A Contribution to the Appraisal of Hydrocarbon Resources", en The Future Supply of Nature - Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conference, Luxemburg 1976, Nueva York, Pergamon Press, pp. 155-178.

Gillete, Robert, "Oil and Gas Resources: Academy Calls USGS Math 'Misleading' Science", 28 de febrero de 1975, pp. 723-727.

Halbouty, Michael, "World Ultimate Reserves of Crude Oil", en The Future Supply of Nature - Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conference, Luxemburg - 1976, Nueva York, Pergamon Press, pp. 2-11.

-----, "Acceleration in Global Exploration, Requirement for Survival", --- AAPG Bulletin, vol. LXII (V), mayo de 1978, pp. 739-749.

Hays T. Earl, "Energy Resources Available to the United States, 1985-2000", - Science, vol. 203, 19 de enero de 1979, pp. 233-239.

"How Much Oil in the World?", Petroleum Economist, marzo de 1978, pp. 86-69.

Hubbert, M. King, "Petroleum Exploration in United States", AAPG Bulletin, pp. 2208-2227.

Huff, Keith F., "Frontiers of World Exploration", Oil and Gas Journal, 2 de octubre de 1978, pp. 214-220.

Ion, D.C., "Classification of Additional Resources", Petroleum Economist, - enero de 1980, pp. 27-28.

-----, "Classification of Proved Reserves". Petroleum Economist, diciembre de 1979, pp. 502-504.

Kirby, M.A., "How Much Oil is There?", The Banker, noviembre de 1979, pp.31-35.

Kirby, M.A. y T.D. Adams, "The Search for Oil Around the World Up to 1999", Petroleum Times, noviembre de 1974, pp. 25-29.

Klemme, D., "World Oil and Gas Reserves from Analysis of Giant Fields and - Petroleum Basins", en The Future Supply of Nature-Made Petroleum and Gas, - UNITAR IIASA Conference, Luxemburg 1976, Nueva York, Pergamon Press, pp.217-260.

Manser, W.A.P., "Oil: A Curious Crisis", en The Banker, septiembre de 1979, - pp. 65-68.

Maugh, Thomas H., "Mining Could Increase Petroleum Reserves", Science, vol.- 207, 21 de marzo de 1980, pp. 1334-1335.

Maximov, S.P., et-al, "Distribution of Potential Hydrocarbon Resources in -- the USSR and its bearing on Prospect Evaluation", en The Future Supply of Nature - Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conference, Luxemburg, 1976, Nueva York, Pergamon, pp. 363-379.

McCaslin, John C. "AAPG Report of Undiscovered Reserves Released", Oil and - Gas Journal, 3 de octubre de 1978, p. 125.

Meyer, F. Richard, "The Potential Contribution of Small Oil and Gas Deposits" en The Future Supply of Nature - Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conference, Luxemburg 1976, Nueva York, Pergamon Press, pp. 295-303.

"Middle East Oil Reserves". The Petroleum Economist, octubre de 1975, pp. -- 369-371.

Nulty Peter, "When We'll Start Running Out of Oil", Fortune, octubre de 1977 pp. 246-250.

Odell, Peter R., "A Personal View of Missing Oil", Petroleum Economist, enero de 1980, pp. 21-23.

-----, "There's More Oil Than People Think", Euromoney, abril de 1978, pp. 147-150.

-----, y K.E. Rosing, "Estimating World Oil Discoveries up to 1999 The Question of Method", Petroleum Times, 7 de febrero de 1975, pp. 26-28.

"Oil Supplies-Deluge or Drought?", Petroleum Economist, octubre de 1978, pp. 406-408.

"Organization of Petroleum Exporting Countries", OPEC Annual Report, 1977, - pp. 7-21.

Rahmer, B.A., "New Assesment of Resources", Petroleum Economist, diciembre - de 1979, pp. 501-504.

"Rand sees 60-90 Years of Oil Supply", Oil and Gas Journal, octubre de 1978, pp. 501-504.

"Las Reservas Mundiales de Crudo y Gas", The Petroleum Economist, junio de - 1975, pp. 103-105.

Roger H. Gilbert, "United Nations Activities in the Classification and Measurment of Oil and Gas Resources", en The Future Supply of Nature - Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conference, Luxemburg 1976, Nueva York, Pergamon Press, pp. 179-193.

Sarkis, Nicholas, "L'Epuisement des réserves Arabes" Le Nouvel Economiste, - marzo de 1980.

Seidl, R.G., "Implications of Changing Oil Prices on Resource Evaluations", - en The Future Supply of Nature-Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conferen ce, Luxemburg, 1976, Nueva York, Pergamon Press, pp. 113-137.

Semenovich, V.V., et al., "Methods Used in the USSR for Estimating Potential-Petroleum Reserves", en The Future Supply of Nature - Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conference, Luxemburg, 1976, Nueva York, Pergamos Press, pp. 139-153.

Stannage, William, "Resource Estimates and Politics Don't Mix", World Oil, - octubre de 1979, pp. 113-118.

Tanner, William, "Future Oil: What is the Outlook?", World Oil, noviembre de 1978.

Tucker, Lewis R., "The Habitat of Oil: A reconsideration of Old Principles", Oil and Gas Journal, 14 de agosto de 1978, pp. 154-160.

Uri, Noel D., "New Look at U.S. Reserves Shows Higher Potential", World Oil, 1o. de febrero de 1979, pp. 61-64.

"Weekly Digest of World Press", OPEC Bulletin, julio de 1979, pp. 10-19.

Whiting L. Robert, "Gas from Conventional Gas Fields", en The Future Supply of Nature - Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conference, Luxemburg 1976, Nueva York, Pergamon Press, pp. 277-293.

Whiting L. Robert, "Gas from Conventional Oil Fields", en The Future Supply of Nature - Made Petroleum and Gas, UNITAR IIASA Conference, Luxemburg 1976, Nueva York, Pergamon Press, pp. 261-275.

Winger, John G., "The Search for Oil Depends on Profits", Euromoney, julio - de 1979, pp. 53-56.

Wood, P.W.: "There's a Trillion Barrels of Oil Awaiting Discovery", World -- Oil, junio de 1979, pp. 141-148.

