

ESTADOS UNIDOS - AMERICA LATINA:
LA CONEXION ENERGETICA

TESIS QUE PRESENTA

RAFAEL HERNANDEZ RODRIGUEZ

PARA OPTAR AL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIA POLITICA
CENTRO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES

I N D I C E

	<u>Página</u>
Introducción	3
Capítulo I. Las relaciones petroleras de Estados Unidos; una aproximación global	13
Capítulo II. El petróleo latinoamericano en la perspectiva del capital financiero de los Estados Unidos	61
Capítulo III. Las importaciones en el círculo del consumo norteamericano; algunos problemas	117
Capítulo IV. Los grupos petroleros y la conexión latinoamericana	135
Conclusiones generales	180
Bibliografía	195

Este trabajo de tesis se inició con la aspiración de llegar a abarcar un espacio mucho mayor de la problemática petrolera, incluyendo aspectos tales como el sistema norteamericano de toma de decisiones sobre la cuestión energética, en el plano político-institucional; o la elaboración de una proyección "más realista" del futuro energético de ese país hasta el año 2000, en el plano económico.

La necesidad de ser, justamente más realista, me llevó a limitar su objetivo central, acorde con los requerimientos de un ejercicio académico y, al mismo tiempo, con los perfiles esenciales de una cuestión tan compleja como ésta.

El asunto elegido me pareció que planteaba implicaciones teóricas e interés permanente como para servir de objeto de análisis, más allá de la coyuntura inmediata.

No conté con la orientación de un tutor en particular. El enfoque conceptual y su base teórica, así como las deficiencias de presentación, errores u omisiones son sólo atribuibles al autor. Sentado esto, quiero reconocer la ayuda recibida para llevarlo adelante.

Su realización fue posible en primer lugar, por el apoyo recibido de los profesores y autoridades de El Colegio de México en general, a los que agradezco su contribución académica y material, así como la cordial acogida con que respaldaron mi trabajo en todo momento, a lo largo de estos años; en especial a los profesores Samuel del Villar, Lorenzo Meyer, Olga Pillicer y Rafael Segovia.

Quiero reconocer asimismo el aporte brindado, desde otras instituciones, por John Saxe-Fernández, Eduardo Ruiz, Luis Maira, Adrián Lafajes y Carlos Rico, entre otros; así como

la cooperación en la búsqueda de fuentes recibida de Rosalva Ruiz y María Rosa García.

Agradezco, finalmente, el apoyo del Centro de Estudios sobre América, particularmente de su Director, Santiago Díaz; así como de su Oficina de Documentación, en especial a Ida Padilla, Caridad Pérez, Elisa Massiques, Caridad Martínez y Esther de la Peña.

Especialmente el último capítulo de este trabajo se ha beneficiado de dos estudios, cuya orientación dirigí, elaborados por Luis René Fernández y Milagros Cruz, en el Centro de Estudios sobre América.

Quiero reconocer en particular a Michael Locker, del Corporate Data Exchange, de Nueva York, por su contribución informativa y conceptual acerca del capital financiero en Estados Unidos.

INTRODUCCIÓN

OBJETIVO

Esta investigación se propone el siguiente objetivo:

Examinar, analizar y evaluar la estructura de la relación energética entre Estados Unidos y América Latina, desde la perspectiva de los intereses del capital norteamericano activo en el desarrollo petrolero de la región.

HIPÓTESIS

Se han asumido las siguientes hipótesis:

1. En términos del conjunto de las relaciones petroleras internacionales de Estados Unidos, América Latina ha podido parecer menos importante que otras regiones, - si se atiende sólo a algunas cifras aisladas. Sin embargo, un análisis integral puede llevar a medir su posición estratégica dentro del sistema económico norteamericano a nivel mundial, particularmente en un período de agudización de la crisis de este sistema.
2. La presencia del capital financiero norteamericano en el sector energético de América Latina define una estructura de control basada en intereses específicos y concretos. La significación estratégica del petróleo latinoamericano expresa esa estructura monopólica que hegemoniza a las relaciones económicas en Estados Unidos, tanto a nivel doméstico como en su prolongación internacional, especialmente sobre América Latina.

3. Entre Estados Unidos y América Latina se ha tejido una red de intereses involucrados en la explotación del petróleo de la región, que se encuentra detrás de los impersonales flujos de capital-dinero o mercancía e incluso por encima de las propias corporaciones petroleras. Esta red se incorpora en la propia pirámide del capital financiero norteamericano, constituyendo una conexión energética.

De esta manera, nuestro enfoque no se centra particularmente en la relación de cada exportador individual con Estados Unidos, sino en la región globalmente considerada como objeto del capital financiero (1) de origen norteamericano en el sector de la energía. Este capital abarca en América Latina todos los segmentos de la industria, cuya integración vertical le permite penetrar incluso en aquellos territorios en que no tributa la renta del suelo, en las fas terminales de la producción (la refinación) y de la realización mercantil (el transporte y la distribución). Este enfoque a nivel regional nos permite considerar a América Latina como un gran campo integrado de operaciones verticales, compuesto por zonas donde predominan bien la extracción, la refinación o el transporte. Tal concepción regional, desglosada funcionalmente, corresponde más al interés y la lógica manifiestos del capital financiero sobre el sector, que a la relación bilateral a nivel de países.

Un corolario que se desprende de la anterior proposición es la necesidad de rebasar el marco general de análisis economía norteamericana-economía latinoamericana. Lo concreto resulta ser, en definitiva, el encadenamiento financiero - entre las corporaciones norteamericanas que operan en América Latina y en Estados Unidos, respecto al universo de intereses y grupos activos a nivel de la gran estructura bancario-industrial norteamericana.

La posibilidad de particularizar qué intereses específicos se hallan en juego en la baza del petróleo latinoamericano nos debe permitir esbozar la combinación y el peso específico que tienen estos intereses en el entorno de la conexión energética.

PROBLEMAS

De las hipótesis apuntadas se derivan, consecuentemente, - los problemas específicos que se quieren despejar en el trabajo. Estos son los siguientes:

1. ¿En qué medida el petróleo latinoamericano resulta estratégico para Estados Unidos?

Obviamente, el término tiene aquí una significación que va más allá de la contingencia militar o del discurso de los estrategas, ya que se trata de la seguridad y rentabilidad del suministro latinoamericano. Esta seguridad tiene una connotación estratégica para el conjunto de la economía norteamericana, y no estrictamente para los requerimientos bélicos. Se entiende que ese carácter del suministro latinoamericano no refleja exclusivamente el componente en las importaciones globales de Estados Unidos, sino que es necesariamente una función compleja de otras variables, tales como la tasa del gasto de capital, la exploración, la reserva, el transporte y, naturalmente, el monto de las exportaciones latinoamericanas. Todas estas son, en definitiva, expresiones del interés del capital norteamericano por el sector energético de la región, así como del grado en que esta industria "en el traspatio" resulta disponible para los Estados Unidos.

2. ¿En qué medida las empresas petroleras que concentran el control en Estados Unidos, afectan la dinámica de su sector energético, como lo hacen en América Latina?

La acción de las corporaciones sobre el mercado norteamericano se puede evaluar en términos de origen y estructura - del petróleo importado, composición del precio al consumidor, producción doméstica, refinación, transporte y reservas. El grado de disponibilidad de la industria y el mercado norteamericano para las corporaciones se puede analizar así en una relación de continuidad con el examen regional, destacando mecanismos de control doméstico y, sobre todo, las deformaciones que estos introducen en el sector a nivel norteamericano. A partir de esta caracterización, se fijarían las coordenadas principales del circuito petrolero a nivel de Estados Unidos y sus nudos críticos, destacando el peso específico de las corporaciones en esta dinámica.

3. ¿En qué medida las corporaciones predominantes a nivel de Estados Unidos y de América Latina, se enlazan al interior del aparato financiero norteamericano, rebasando el marco del sector energético?

Las veinte mayores corporaciones petroleras activas en la economía norteamericana se pueden identificar, a partir de un indicador complejo de tamaño. Las más importantes corporaciones y filiales activas en América Latina se pueden hallar al evaluar el desarrollo de los distintos segmentos de la industria petrolera regional. Al superponer ambos - diagramas, podemos contrastar el patrón norteamericano sobre América Latina, observando en qué medida las relaciones en el centro imperialista se reproducen en nuestra región. Al mismo tiempo, se explorarían los vínculos de las corporaciones con el sistema de las altas finanzas norteamericanas, considerando la adscripción de cada una al esquema de grupos financieros. Al establecer la asociación financie-

ra principal de cada corporación, se tendría una especie de reducción de la pluralidad de las corporaciones al entorno de los grupos, con lo que se podría visualizar el sector -energético regional en su encadenamiento o conexión con la estructura de las altas finanzas norteamericanas.

Enfoque teórico, Metodología

Es conocido el concepto de capital financiero que se ha apuntado anteriormente, y que se diferencia sustancialmente del de teóricos del imperialismo, como Hilferding y otros. El capital financiero no es el de los bancos e instituciones financieras; sino el que se origina con los primeros trusts, donde se realiza la articulación del capital de origen bancario con el de origen industrial, componiendo pirámides en cuyo vértice se encuentran los grandes bancos comerciales. A través del proceso de concentración y centralización del capital, se constituyen estos grupos, como vastas superestructuras de poder económico (2), que se desarrollan según la dinámica contradictoria del sistema.

Esquemáticamente, hemos identificado los elementos componentes de los grupos financieros, así como las relaciones principales que los ligan entre sí. En primer lugar, efectivamente, están los grandes bancos comerciales que centralizan los holdings y dominan la deuda. Estas instituciones apenas requieren presentación, ya que integran la médula de la aristocracia financiera norteamericana --Bank of America, Citibank, Chase Manhattan, Manufacturers Hanover, Morgan Guaranty. Con ellas se articulan otros, en particular los bancos de inversiones, que desempeñan un activo papel en la dinámica financiera, especialmente en el proceso de uniones y adquisiciones. Entre los más importantes bancos de inversión se encuentran Merrill Lynch, Salomon Brothers, First Boston, Morgan Stanley, Goldman Sachs. El papel creciente de

estos agentes en el proceso de concentración y centralización los ha convertido en eslabones insoslayables del sistema de los grupos. Otra función clave la desempeñan las firmas legales, que junto a las firmas contables, ejercen una asesoría técnica de capital importancia para la compleja mecánica financiera de hoy. Como factores de influencia y poder, estas firmas asesoras se asocian al interés mayor de las instituciones bancarias que son sus principales clientes. Aunque menos conocidas, constituyen verdaderas corporaciones en el mundo de los negocios: Arnold & Porter, Milbank Tweed, Shearman & Sterling, Davis Polk, Rogers & Wells. Por su función inherente, constituyen un vehículo de integración grupal.

Estos factores resultan claves en la definición de las cúpulas de los grandes grupos, teniendo en cuenta su papel primordial respecto a las restantes firmas, tanto financieras como industriales.

La pertenencia a un grupo financiero no entraña una subordinación directa o abierta de los elementos que lo componen. Lo que interesa delimitar no es si la corporación X reconoce pertenecer al grupo Y; o si su estrategia se enmarca deliberadamente dentro de la política del banco principal del grupo. La relación de pertenencia no es equivalente a la de filial o subsidiaria. La pertenencia o vinculación predominante a un grupo es una relación objetiva, que define la posición de una empresa determinada respecto a ese núcleo que compone la cúpula del grupo. Esa relación, o más bien conjunto de relaciones, las hemos esquematizado de la siguiente manera:

1. Relaciones de CONTROL, por administración y control sobre la deuda, la transferencia de acciones y obligaciones, y la inversión;

2. relaciones de PROPIEDAD, por posesión de acciones;
3. relaciones de INFLUENCIA, por asesoría técnica legal o contable;
4. relaciones de conexión TECNOBUCROCRÁTICA, por entrecruzamientos de juntas directivas.

Cualitativamente, las relaciones de CONTROL resultan las más importantes, teniendo en cuenta la función estratégica que definen. El peso de las relaciones de PROPIEDAD viene dado por su escala, que se hace definitivamente importante a partir de cierto nivel de participación (15 - 20%), aunque siempre resulta un factor considerable. Las restantes relaciones tienen un valor menos sustantivo, reforzando o disminuyendo el énfasis de las anteriores.

Todas estas relaciones pudieran considerarse de control, en tanto constituyen parámetros del campo de acción de un grupo. Asimismo, se podría afirmar con igual razón que la propia relación PRODUCTIVA entre las distintas firmas equivale a un vínculo o nexo, que en determinado caso refleja un grado de dependencia entre estas entidades, y por tanto, un encañamiento o relación de interés. En este trabajo no la hemos desarrollado, pues nos llevaría a un estudio de la conexión intermonopólica norteamericana que rebasaría el objetivo planteado. No obstante, puede apuntarse en el interés de una futura ampliación del tema.

En resumen, el enfoque y la propuesta metodológica descriptores responden a la teoría del capital financiero tal como ha sido formulada clásicamente en los estudios de V.I. Lenin y desarrollada en términos actuales por autores como Víctor Perlo y Menshikov (3). Metodológicamente, se han aprovechado los elementos técnicos aportados por las publicaciones estadísticas de Michael Locker, y su contribución analítica para el estudio de las relaciones financieras (4).

Fuentes

Además de los datos sobre las corporaciones aparecidos en publicaciones como las mencionadas, se incluyen dentro de este mismo género los informes de bancos, los manuales sobre industrias y bancos --como el Moody's-- y las publicaciones periódicas financieras --como Fortune, Business - Week, Financial Times. Particularmente sobre petróleo se consultaron publicaciones de instituciones especializadas, como Petroleum Economist, Oil & Gas Journal, NPC, algunas del American Petroleum Institute y el Petroleum Intelligence Weekly. Por último, se utilizaron estadísticas financieras internacionales, como las publicaciones de la OECD, la Comisión Trilateral y las del gobierno norteamericano --Survey of Current Business, Statistical Abstract-- y documentos oficiales como Hearings del Congreso y otros materiales de la rama ejecutiva referentes al problema energético.

Notas a la Introducción

1. Se entiende por capital financiero la fusión del capital bancario con el industrial. En este sentido, ver: Lenin, V.I.: El imperialismo, fase superior del capitalismo. Ed. Progreso, Moscú s/f.
2. La existencia de grupos financieros no ha sido reconocida sólo por los marxistas. Véase Moddy's, John: La verdad sobre los trusts; Rochester, Anna: Los amos de América; Roosevelt, Franklin D.: Mensaje al Congreso (1938). Para la industria petrolera, puede consultarse Tarbell, Ida: La Standard Oil de New Jersey; O'Connor, Harvey: El imperio del petróleo; Blair, John: El control petrolero.
3. Perlo, Victor: El imperio de las altas finanzas. Ed. Política, La Habana, 1963; Menshikov, S: Millonarios y managers (la oligarquía financiera en Estados Unidos) Moscú, 1965.
4. Corporate Data Exchange, N.Y. (ver bibliografía).

CAPÍTULO I

LAS RELACIONES PETROLERAS DE ESTADOS UNIDOS:

UNA APROXIMACIÓN GLOBAL

Durante los últimos años --hasta 1981--, se había vivido bajo el frecuente reclamo a la "crisis energética" como causante de todos los males de la economía internacional. Con la plétora del mercado a partir de 1981-82, el término ha caído en desuso, como si el descenso en los precios del petróleo no sólo hubiera puesto fin a eso que llamaban "la crisis", sino que hubiera borrado de un golpe la tendencia manifiesta en los '70, junto con todos los factores que la condicionaron.

En un trabajo publicado en 1979 (1) expresamos nuestro desacuerdo con el término "crisis energética". En los párrafos que siguen se pretende explicar este punto de vista. Ahora bien, este enfoque no disuelve --sino al contrario, destaca-- la existencia de factores estructurales que, desde fines de la Segunda Guerra Mundial y sobre todo a lo largo de la década pasada, han condicionado la correlación con sumo --producción en los países capitalistas desarrollados, en particular los Estados Unidos. Si bien no existe una fatal e irreductible carencia física de los recursos energéticos al alcance de la humanidad --y por consiguiente, ha estado latente la posibilidad eventual de producir un excedente mercantil--, también ha existido una tendencia sostenida a depender en forma creciente de las importaciones petroleras. Este es un hecho incontrovertible, que figura en las estadísticas más elementales.

Ahora que los países capitalistas desarrollados, en particular los Estados Unidos, han logrado reducir su tasa de consumo e importaciones, ¿podemos concluir ipso facto que ya estos países no van a depender, en un coeficiente importante, de esas importaciones petroleras, hasta el punto de que estas van a dejar de tener, de pronto, el significado estratégico que públicamente se les ha reconocido? (2)

Se puede argumentar que este fenómeno revela la eficacia de las medidas conservacionistas puestas en práctica por las administraciones norteamericanas, desde Nixon hasta acá, si bien repercutiendo a muy largo plazo.

Hay más evidencia empírica de que la reducción del consumo, y por tanto, de las importaciones, tuvo causas directamente económicas --como es el descontrol de los precios internos, con lo cual la demanda se contrajo forzosamente. ¿Significa esto que se han dejado operar libremente las fuerzas del mercado y que ahí radicaba la clave que la política económica no había sabido hallar? No fue Marx, sino Paul Samuelson quien se encargó de explicar a los norteamericanos que en las condiciones de lo que él llama el modelo de competencia imperfecta tales leyes no actúan libremente; y que aun cuando el capitalista se comporte según el tipo ideal del oligopolista racional, la fijación del precio presupone un comportamiento ineficiente tanto desde el punto de vista de la oferta perfecta, ya que no se establece según el costo óptimo, como de la demanda perfecta, que "cortaría" a esa oferta en un precio diferente, ya que supone a un consumidor también racional. Incluso en los términos de la teoría marginalista, tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda los precios no expresan el juego libre --y eficiente-- de los factores del mercado, sino a la inversa: el de un cuadro inducido, que coloca la ganancia máxima como criterio fundamental de fijación del precio. Una cosa bien distinta es que al elevarse el precio, se reduzca el consumo --fenómeno evidente aun para el que no comparta los conceptos del marginalismo, y hasta para el que no haya abierto nunca un libro de ciencia económica. No hay más razón para pensar que aquí opera la ley de la oferta y la demanda que en el caso de alguien que le dejan caer algo sobre la cabeza, haya operado la ley de gravitación universal. El término empleado por Samuelson --racional-- marca la distancia, por lo demás, entre el modelo ideal y la realidad, en

cuyo reino los actores --empresas, automovilistas, políticos--, están sujetos a una dinámica más compleja que la de la propia racionalidad.

Pero no es el objetivo de estas páginas pronunciar una crítica en contra de la insuficiencia del marginalismo o del neoliberalismo para explicar lo que pasa realmente en el mercado. Es conocido que el gobierno norteamericano no fue persuadido de la necesidad de descontrolar los precios por ninguna teoría de moda, sino que actuó bajo la presión de intereses concretos que se venían expresando hacía tiempo dentro del sistema económico y político, según se ilustra en las páginas siguientes. Lo que nos interesa destacar, en primer lugar, es que la evidencia reunida desde el aumento de precios domésticos no refleja un cambio sustancial en la tendencia de indicadores como la autosuficiencia energética, la solución de fuentes alternativas, el aumento de la producción petrolera doméstica, y otros, que componen el verdadero marco estructural del problema energético norteamericano, al nivel espectacular en que se ha modificado la tendencia en las importaciones. Por consiguiente, es al menos dudoso que esta baja en las importaciones exprese la solución de cuestiones básicas y permanentes --y no se traduzca más bien en un período deprimido más en la tasa de crecimiento económico del país. En segundo lugar, la persistencia de un considerable coeficiente de dependencia de las importaciones no permite vislumbrar la liquidación de esa significación estratégica, por una cierta reducción en el monto total. En definitiva no se trata de si Norteamérica sobreviviría en un escenario bélico en que se le suprimiera el suministro externo; sino en la participación que este suministro tiene en la estabilidad de su comportamiento económico en épocas de paz. Simplemente, la economía norteamericana no se reveló capaz de prescindir de un por ciento de consumo como el que constituyen sus importaciones, sin que esto dañe sustancialmente el consumo de sus sectores económicos claves; nada -- hasta ahora parece demostrar que esto no sea así.

Los anteriores son motivos suficientes para plantearse la necesidad de un análisis global acerca de lo que han sido los más relevantes problemas de esa dimensión estructural en que se ha desenvuelto el problema energético norteamericano, en el contexto de las relaciones económicas internacionales contemporáneas, a lo largo de la última década.

El problema petrolero en el marco de la crisis

Las perturbaciones financieras de los países capitalistas desarrollados (PCD) tienen sus raíces en el proceso económico cíclico. La llamada "crisis energética" se arraiga también en este proceso, aunque no puede verse como un fenómeno natural. Queremos decir que no es el resultado de una "crisis de crecimiento" de las economías de los PCD; ni del ritmo del desarrollo técnico-científico occidental o de su insuficiencia para ubicar en lo inmediato nuevas fuentes de energía. Esto ha sido expuesto ampliamente por varios autores (3). Se trata de una crisis estructural, basada, en definitiva, en el carácter privado de la apropiación de los medios de producción, incapaz de resolver las necesidades sociales a nivel mundial; una crisis al nivel del capitalismo monopolista de Estado expresada en la creciente incapacidad de los PCD para enfrentarse con la misma eficacia de antes a los países subdesarrollados emergentes; una crisis que repercute en la incapacidad de las teorías económicas predominantes a nivel oficial en los PCD para dar cuenta de fenómenos que escapan a su racionalidad (4).

Veamos este problema por partes.

La escasez no ha sido el resultado de una carencia física de fuentes de energía. Aunque, de acuerdo con estimados de la OECD (5), la reserva última mundial de petróleo se limita a 2 billones de barriles, este cálculo se basa en los

conocimientos y grado de desarrollo técnico-científicos actuales. La causa principal de la escasez ha radicado en la limitación impuesta por las corporaciones para avanzar en la exploración y perforación petrolera.

Esta tendencia en la actitud de las compañías data de bastante antes de 1973. La caída de sus tasas de ganancias después de la Segunda Guerra Mundial las indujo a restringir la búsqueda de petróleo en todo el mundo (6). Este esfuerzo por limitar la oferta perseguía presionar sobre los precios del mercado. Tanto en Estados Unidos como en el resto del mundo, la producción petrolera se contrajo en los años previos al estallido de la "crisis". Fue así que, en el invierno de 1972-73, se llegó a crear una escasez artificial de gasolina en Estados Unidos aun antes de declararse la "crisis" (7).

El embargo de los países de la OPEP en ocasión de la guerra árabe-israelí constituyó la conjuntura favorable para que se dispararan los precios, dando a las compañías la ocasión para aprovechar el alza. Esta afirmación no se sostiene en ningún afán de satanizar a las corporaciones, sino que se apoya en cifras públicamente reconocidas. En 1973, sólo el 13% del petróleo consumido por Estados Unidos provenía del Medio Oriente; sin embargo, el impacto del alza de precios se transmitió masiva e inmediatamente al seno de su economía. Lo que pasó después corrobora este aserto. Las corporaciones aumentaron las importaciones a un ritmo sin precedente, que llegó hasta el 47% (1979). Por tanto, el papel de las corporaciones fue decisivo en profundizar la dependencia energética de la economía norteamericana respecto de los países exportadores del Medio Oriente (8).

El detonante de 1973 les permitió a las corporaciones hacer recaer sobre los países exportadores la responsabilidad política de la escasez y el incremento de los precios, beneficiándose directamente con ello. Basta consultar las ta-

blas de ingresos netos y ganancias que las corporaciones reconocen anualmente para comprobarlo (9).

En cuanto a la carencia física de fuentes, podemos reafirmar que, según los especialistas, las mayores reservas potenciales de petróleo se ubican en Asia, Africa y América Latina y aseguran un horizonte de consumo para los próximos 40 años (10). Atendiendo a fuentes no convencionales --nuclear, geotérmica, solar, eólica, etc--, el marco resulta prácticamente indefinido. Aquí se encuentra también la presencia de las corporaciones, que a la integración vertical han añadido la horizontal; esto es, la expansión hacia otras parcelas energéticas, con lo cual no sólo adquieren acciones para el futuro, sino que refuerzan su control sobre las principales decisiones en el desarrollo de fuentes alternativas.

La cuestión de la "escasez" tiene mucho que ver con el proceso económico del capitalismo en los años posteriores a la Segunda Guerra Mundial. Las economías occidentales --particularmente la norteamericana-- experimentaron un desarrollo vigoroso y relativamente estable. Este desarrollo concibió una relación casi lineal entre el crecimiento económico y el de la demanda energética, por el cual un aumento de 1% en el PIB implicó un aumento de 1% en el consumo de energía. En particular, el consumo de petróleo creció aún más rápidamente (11). Es conocido que la participación de Estados Unidos en la reconstrucción europea de posguerra permitió a las corporaciones implementar la conversión energética de esas economías del carbón al petróleo (12).

A esta situación se suma la modificación de la correlación producción-consumo norteamericana. A principios de la década del '70, Estados Unidos se convirtió en importador; la producción nacional se colocó por debajo de la demanda y luego comenzó a declinar.

El crecimiento económico norteamericano en los últimos años tampoco puede tomarse precisamente como un fenómeno natural. El dilema del crecimiento y la tasa de consumo energético, al final de la década pasada, se planteaba en los siguientes términos: al continuar el crecimiento de la demanda de energía a la tasa vigente, para los años '80, la producción de crudo presionaría sobre los precios, eliminándose el excedente. Esto obligaría a la reducción de la demanda, para reajustar el mercado; pero esta reducción en la demanda entrañaría una reducción en la tasa de crecimiento sostenido, lo que incidiría en el consenso del sistema (13).

Según Arnold Safer, vicepresidente del Irving Trust Co. (14) una tasa elevada de crecimiento económico real generaría una severa presión inflacionaria, de la cual puede derivarse otra recesión económica, como la de 1974-75. La desvinculación entre energía y crecimiento económico tiene, sin embargo, sus límites e implica un grado de sacrificio en los ingresos, que constituye un costo político.

El otro instrumento al respecto es la política conservacionista. Aunque se puede haber logrado cierto progreso, ésta también tiene sus límites, particularmente por el hecho de que las encargadas de llevar adelante el desarrollo de nuevos medios tecnológicos para la conservación son las corporaciones para las cuales el crecimiento de la demanda energética es parte de su tasa de ganancia. Como el diseño de la economía está en función de estos intereses, el nivel de gasto de energía tiende a elevarse incluyendo, por supuesto, la que constituye el margen de desperdicio.

Finalmente, está el problema de la modificación del módulo de consumo energético de los PCD. Esto podría compararse, salvando las distancias, con el asunto de la conversión de la industria bélica en industria socialmente productiva. Las mayores dificultades tampoco son aquí de orden técnico,

sino de naturaleza política. Como se indicó, las corporaciones tienden a integrarse horizontalmente, desviando una parte importante de capital hacia otros dominios de la energía. Pero para avanzar por este camino exigen algo más que promesas políticas. En lo que concierne al petróleo de esquistos, arenas de alquitrán y síntesis de carbón --que requieren una tecnología sofisticada--, se habían mostrado inicialmente favorables, puesto que estos procesos son re^{di}tuables en el corto plazo, atendiendo al precio del combustible. Aún así, el alza en los precios del carbón con^{com}itante con el alza petrolera, llevó, a principios de 1975, a encarecer los costos de las plantas gasificadoras y al fra^{ga}so del Proyecto Independencia propuesto por Nixon a fines de 1973 (15).

El control de la producción es un arma fundamental en manos del sector privado, tanto para la disuasión como para la represalia. De este depende tanto el ritmo de la tasa de crecimiento del país como el nivel de la producción. Su impacto sobre las economías de los países subdesarrollados es fun^{da}mental. A reserva de examinar más adelante este asunto --desde otros ángulos, basta señalar aquí que, para que las corporaciones se decidan a realizar una inversión en los paí^{ses} subdesarrollados se calcula un mínimo de re^{di}tuabilidad promedio de un 15% anual --excluidos los impuestos--, que viene a ser el umbral de su participación; es decir, que se requiere que la tasa de re^{di}tuabilidad pueda alcanzar el 20 ó 25% anual o más, en casos "riesgosos", para que se decidan a invertir (16). Por lo general, las corporaciones con^{si}deran las inversiones en los países subdesarrollados como "altamente riesgosas", de manera que la concepción del valor-tiempo del dinero tiende a darles una visión a corto pla^{zo} de sus proyectos de inversión. Este factor ha contribuido a mantener bajo el nivel de explotación. En el lenguaje técnico se diría que "el costo variable se mantiene a un nivel mínimo, de manera que el saldo de ganancia neta se hace

máximo", puesto que el crudo se extrae de lo ya conocido. Mientras las corporaciones han podido, por ejemplo, obtener una ganancia elevada del crudo importado, sus incentivos para desarrollar fuentes alternativas de energía han sido muchos.

Un factor desestimulante de la producción ha sido el sistema impositivo de Estados Unidos. Lo que las corporaciones entregan a los gobiernos de la OPEP no es un impuesto propiamente, como era antes en el sistema de concesiones, sino más bien el costo por la obtención de la materia prima. (17). El crédito a impuestos en el extranjero (cic) de que gozan estas compañías en la legislación fiscal norteamericana, en realidad recae sobre el contribuyente norteamericano --por lo que algunos dicen que "las compañías son las recaudadoras de impuestos de la OPEP". O sea, que de hecho el efecto impositivo se anula, dejando en manos del sector privado las conocidas superganancias (windfall profits).

La dependencia energética norteamericana

No es un secreto que el despilfarro constituye una parte integral del proceso económico capitalista (18). Estas irracionalidades del sistema son sin embargo la realización de una necesidad inherente a su mecánica misma.

Siendo Estados Unidos un productor importante a nivel mundial (17%), no sólo no ha sido capaz de autoabastecerse, sino que se ha mostrado incompetente a lo largo de la década para modificar sus patrones de consumo. Sólo el año pasado ha logrado reducirse este patrón, por obra del descontrol de precios a la producción interna (19) y de un cuadro económico recesivo a nivel global.

Todos los pronósticos dan por cierto que todavía para el año 2000 la economía de Estados Unidos --así como la eurooccidental-- será dependiente del petróleo importado (20).

Se ha indicado la correlación que guardan la tasa de consumo energético y la tasa de crecimiento económico capitalista. Entre 1970 y 1973, antes del alza de los precios, Estados Unidos pasó de 3,5 millones de barriles diarios (MBD) a 6,5, lo que constituye un crecimiento de casi 200% --sin que por ello el PIB haya crecido al doble precisamente. En 1980, el país consumió más de 15 MBD, o sea, el 25% de la producción mundial; las importaciones de ese año (5,4 MBD) representaron el 20% del crudo en el mercado mundial.

Cuando se examinan los orígenes del petróleo crudo importado a Estados Unidos (21), puede observarse el complejo juego de relaciones que se trenzan en torno a la economía petrolera, particularmente entre la metrópoli y los países productores. Se observa, por ejemplo, una diferencia de precios entre el crudo saudí y el mexicano --de tendencia creciente en los últimos años--; asimismo, un contraste entre los "crudos dulces", de bajo contenido de azufre, de Libia, Argelia y Nigeria, por un lado, y el petróleo venezolano --por otro --diferencia aún más notable cuando se trata, en este caso, de países de la OPEP.

Las fuentes principales del petróleo importado entre 1973-76 muestran la declinación de las importaciones provenientes --del hemisferio occidental, que llegan al 50% en los casos de Venezuela y Canadá en favor de Arabia Saudita, Nigeria, Indonesia y otros países africanos. Como se observa en el cuadro, se produjo un marcado aumento de la dependencia energética.

Según la tendencia predominante desde 1978, en particular las importaciones norteamericanas de crudo mexicano --no así venezolano-- han aumentado, en relación con el proveniente del Medio Oriente, así como las que proceden del Mar del Norte (nortuego y británico), como veremos en el capítulo III de este trabajo.

PRINCIPALES FUENTES DE LAS IMPORTACIONES USA 1973-76

(En % de total importaciones anuales)

<u>Fuente de importaciones</u>	<u>% de las impor taciones (1973)</u>	<u>% de las impor taciones (1976)</u>
Hemisferio Occidental		
Canada	21,2	9,4
Venezuela	18,1	8,5
Caribe	23,0	17,7
Otros	1,6	2,3
TOTAL	63,9	37,9
Hemisferio Oriental		
Arabia Saudita	7,8	16,8
Otros países orientales	5,4	7,6
Nigeria	7,3	13,7
Otros países africanos	2,6	13,6
Indonesia	3,4	7,6
Otros	9,6	2,8
TOTAL	36,1	62,1

FUENTE: Frank N. Ikard, "America's Energy Needs". National Journal, Vol. 9, March 1977.

NOTA: Estas cifras reflejan la tendencia neta de la dependencia energética USA a profundizarse en torno a la OPEP, de 1973 y en general de los países productores del Medio Oriente y Africa.

La política norteamericana y las "pequeñas crisis"

Los intereses del capital transnacional y la estrategia política implementada por las administraciones norteamericanas no resultan divergentes. El gobierno norteamericano es responsable de las relaciones con los principales países productores; es el que coordina aspectos tan importantes como el suministro de tecnología, la asistencia en materia de seguridad, la oferta de inversiones y la participación en conflictos regionales, que constituyen elementos centrales de su política hacia los países subdesarrollados.

El Departamento de Estado reconoce que no es correcto caracterizar la política de Estados Unidos hacia los intereses de sus corporaciones como una política de "manos fuera" (22). El apoyo que el gobierno ha otorgado a las compañías ha configurado la estructura de la política internacional norteamericana sobre todo después de la Segunda Guerra mundial. Y es justamente en el marco de esta estructura que se produce el conflicto energético; o sea, que este conflicto no es una contingencia en las relaciones de Estados Unidos con los países exportadores ni una afectación transitoria en el reajuste de las "fuerzas invisibles" de la economía internacional, sino el producto de las contradicciones político-económicas en la estructura de dominación internacional norteamericana.

En la historia de las relaciones económicas internacionales de Estados Unidos a lo largo del siglo, el papel de las corporaciones ha sido relevante (23) en tres aspectos: el comercial, el correspondiente a los servicios --royalties, licencias, transportes--, y el correspondiente a flujos de capital --egresos por inversiones e ingresos por ganancias. A causa de este impacto vasto y múltiple que producen en el sector externo, su influencia en los desequilibrios de la balanza de pagos norteamericana es primordial. El costo por concepto de crudo importado en 1980 se elevó a 64 mil millones, cifra astronómica --sobre todo teniendo en cuenta que en 1972, era de menos de 5 mil millones.

La "mano invisible" de Adam Smith no ha logrado equilibrar las cuentas petroleras de los PCD respecto a la OPEP. En el lenguaje de los economistas occidentales, este proceso se divide en tres tipos de problemas (24):

- a) El llamado problema fundamental del reciclaje primario, según el cual los países consumidores (PCD) se convirtieron en deudores de la OPEP, en la medida en que el petróleo es una exigencia impostergable de la producción industrial;
- b) los problemas especiales del reciclaje primario, el drenaje del sistema bancario y financiero internacional;
- c) el problema del reciclaje secundario, que es el sufimismo con que se designa la necesidad de reducir el consumo energético, para poder sobrevivir al alza de los precios por medio de restricciones en el intercambio, ayuda mutua, por medio de préstamos, políticas monetarias, etc.

El primer problema se redujo en la medida en que la expansión de los ingresos de los exportadores les permitió aumentar su demanda de productos manufacturados y bienes en general de los PCD.

El segundo también se alivió por la canalización de recursos monetarios de los países exportadores hacia el mercado del eurodólar, por donde reingresaban al sistema financiero occidental; asimismo, el ascenso en las inversiones de los exportadores a través de la banca privada internacional, sobre todo a largo plazo. Según los financistas occidentales, el problema se ha reducido también gracias al interés de los exportadores en un sistema financiero mundial estable, al temor por que sus depósitos en Occidente puedan ser nacionalizados (en 1979 había 35 mil millones de dólares,

en depósitos, bonos y valores, en Estados Unidos que pertenecían a países de la OPEP) y en general por la capacidad de los bancos centrales de los PCO para contraespecular.

El tercer problema --el déficit en la balanza de pagos de los grandes consumidores-- no había tenido ningún alivio hasta 1981. En los países subdesarrollados, no obstante, el déficit agregado en cuenta corriente fue, en 1974, de 26 mil millones, y en 1975 de más de 36 mil millones. La recesión de las grandes economías capitalistas redujo las exportaciones de estos países subdesarrollados, contribuyendo a profundizar su déficit.

Como veremos en detalle más adelante, si bien la economía capitalista mundial ha estado seriamente afectada por estas dislocaciones de capital, no es menos cierto que se ha podido maniobrar para mantener el control del mercado financiero internacional, ofreciendo asesoría a los países exportadores en el arduo problema de decidir lo que hacen con su dinero. En estas actividades ha participado sobre todo la banca privada, así como las agencias internacionales.

Es notorio que el excedente monetario no se ha sabido canalizar hacia el desarrollo de los países del mundo subdesarrollado. La mayor parte ha sido reabsorbido por el sistema financiero mundial, tal como se refleja en las estadísticas disponibles.

El mercado mundial y las corporaciones

La participación creciente de los países exportadores en el control de sus industrias petroleras --en una gama que va desde la nacionalización hasta la situación como accionista principal--, sus esfuerzos por intervenir en las fases posteriores del proceso --refinamiento, comercialización--

y sobre todo la existencia misma de la OPEP, ha incrementado su papel en la formación de los precios. Antes de 1973, el costo de la producción de crudo alcanzaba sólo el 10% del valor total del producto. El precio de lista (posted price) incluía el costo de extracción y entrega en el puerto de despacho, las royalties y las ganancias a ese nivel de las operaciones --divididas 50-50 entre las corporaciones y el país exportador (25). Ahora bien, el precio de los productos petroleros comprende otros componentes adicionales --y especialmente, mayores ganancias, puesto que éstas se sitúan en verdad más allá de los precios de lista.

Antes de 1973, las corporaciones compraban el petróleo a este precio de lista relativamente bajo, lo procesaban y lo vendían en forma de productos petroleros a precios inflados. A pesar de lo que ha pasado con los precios del petróleo en los últimos años, gran parte de los economistas occidentales insisten en ver la determinación de los precios como ese libre juego entre la oferta y la demanda. Si algo ha reafirmado la experiencia de la "crisis energética" es que el precio de un producto que forma parte de una estructura monopólica internacional no tiene mucho que ver con ese libre juego de fuerzas. La brecha entre el costo y el precio enorme en el momento actual es consecuencia del tipo de control que el cártel petrolero ejerció sobre la industria desde su surgimiento.

La dependencia energética de los PCD garantiza un suelo para la demanda, que no deja de influir en el mantenimiento del alto nivel en los precios. Algunos economistas --como Adelman, por ejemplo-- juzgaron después de 1973 que el precio del petróleo no sufriría otra alza sustancial hasta mitades de los '80 (26), sin percatarse de que la canalización de recursos financieros de la OPEP hacia el mercado occidental, así como la absorción para el desarrollo interno y la inflación creciente reducían el excedente en poder

de los productores. Ciertos expertos consideraban que el alza indicaba una sospechosa coincidencia entre los exportadores y las corporaciones en cuanto al mantenimiento de precios altos. Sin embargo, siendo la tasa de aumento de los precios, a partir de 1974, inferior a la tasa de inflación predominante en los PCD, el precio real del petróleo declinó relativamente entre el 1974 y 1977 (27).

Quizás el problema más interesante que plantean los costos y los precios del petróleo es el de las grandes diferencias en la extracción correspondiente a distintos países del mundo. En momentos en que el costo de producción de un barril en América Latina era de 1.89 dólares, en Estados Unidos era de 4 dólares. Esta diferencia se deriva de los costos diferentes en mano de obra, legislación, etc, y redonda en distintas tasas de rentabilidad. La medida gubernamental para esta diferencia fue descontrolar los precios del petróleo y el gas natural en Estados Unidos (1980), a fin de crear incentivos para el incremento de la producción y la conservación, sobre una base "liberal" (28).

De acuerdo con esto, el control de precios estimulaba el consumo, al tiempo que desalentaba la nueva producción doméstica. La alternativa de la economía de Estados Unidos resulta ser la siguiente: o se incrementa la seguridad de la oferta autóctona, o se reprime a las corporaciones. Se sigue que la concepción de consumir las reservas del exterior y dejar las propias para el futuro limitaba el desarrollo de la industria petrolera nacional. El corolario de esta teoría era la necesidad de presionar sobre el Congreso para suprimir los impuestos al crudo y liberar los precios del crudo y del gas, tal como se decidió en 1980, por la Administración Carter.

Algunos han acusado abiertamente a las corporaciones de estar en colusión con los países exportadores. Al ser ellas

las que tratan directamente con los países exportadores y establecen contratos y acuerdos, se levanta la suspicacia de que las compañías puedan "no tener en cuenta el interés nacional" a la hora de establecer sus compromisos y prioricen sus intereses particulares. Estas son algunas de las dificultades de la Administración norteamericana, al tener que lidiar con esas piezas maestras de la economía, bajo la presión de la opinión pública, y que inciden en eso que Schlesinger llamaba "la estabilidad política del sistema" (29).

Las contradicciones entre los PCO, así como las que se producen en el interior de los propios Estados Unidos, nos conducen a la vieja cuestión de la "lucha contra los monopolios"; en la versión de las leyes y comités anti-trust. Ante aquellos que proponen la desintegración vertical de las corporaciones --y sueñan con algo parecido al desmembramiento de aquella Standard Oil, que tuvo la virtud de renacer en otras standards--, algunos economistas plantean que a nivel internacional, esta desintegración vertical obraría en contra de los intereses de Estados Unidos. Al crear entidades independientes para la extracción, el refinamiento, la comercialización, las corporaciones deberían decidir si desintegrarse verticalmente a través del mundo o escindirse en operaciones integradas independientes, asentadas en el extranjero. Ese movimiento, además del impacto sobre la cuenta corriente norteamericana, privándola de los ingresos de las compañías así desmembradas, beneficiaría directamente a los países exportadores, que se aprovecharían para comprar compañías enteras integradas verticalmente y podrían realizar sus aspiraciones de participar en las fases más provechosas del proceso, al tener sus propios aparatos. Considerando la lógica de esta visión, los países exportadores absorberían más fácilmente a las "grades" si éstas se les presentaran en partes. Tampoco aumentaría la influencia norteamericana en el mercado mundial del petróleo. Los PCO miembros de la Agencia Internacional de la Energía estarían también más expuestos al fan

tasma de otro embargo. En fin, que lo mejor --según esta lógica-- es dejar el negocio petrolero tal como está, expuesto sólo a la eficiencia de las corporaciones.

Política petrolera

Las acciones de las Administraciones norteamericanas se dividen en dos grandes rubros: uno que se orienta al estímulo de las corporaciones y a la acción conjunta con otros gbiernos, y otro que se dirige a reorganizar la economía interna.

Lo que más nos interesa examinar ahora es lo primero (30).

El sueño dorado de las administraciones norteamericanas respecto al mercado petrolero es más o menos así (31). Se trata de construir un sistema de intercambio mercantil que actúe como mecanismo regulador de los precios del crudo, desprovisto de la connotación política que tiene la OPEP. Este sistema estaría compuesto por representantes de países consumidores y de países productores. Se plantearía "vincular los intereses" de las corporaciones a los de los países productores individuales, a fin de promover la competencia entre los Estados --lo que, de acuerdo con esta teoría, ejercería presión sobre los precios del mercado. El gobierno, en colaboración con las agencias financieras internacionales, procuraría prestar ayuda para la explotación fuera de Estados Unidos, y especialmente en los países subdesarrollados fuera de la OPEP.

Adelman ha imaginado un sistema de prorrateso entre las corporaciones de acuerdo con las necesidades de importación de Estados Unidos, de manera que las corporaciones tuvieran que competir entre sí y abatir los precios, a fin de hacerse con una parte mayor de la demanda norteamericana.

Todas estas estrategias han pasado por alto que son las - corporaciones y no el gobierno quienes ejercen el control de la industria y del mercado.

Las diferencias entre Estados Unidos y el resto de la OECD se revelan en la siguiente aserción de Odell, uno de los más renombrados especialistas occidentales en materia energética: "El problema de la OECD respecto al futuro es que cree en la escasez, cree en la presión de la demanda sobre la oferta para 1982; como consecuencia de esto no está desarrollando una política de explotación activa" (32). Esta paradoja tiene su clave en la ideología reservista que irradia la administración Carter y que consiste, en pocas palabras, en "guardar para cuando no haya".

Pero esta máxima significa cosas diferentes para Estados Unidos y para Japón, por citar dos casos extremos. Para este último, sin "hermanas petroleras", la colocación de capital en proyectos energéticos tiene una urgencia estratégica. De la misma manera, los países eurooccidentales se aferran a sus reservas estratégicas, siguiendo el ejemplo de Estados Unidos, en un espíritu contrario a la letra de los acuerdos entre los PCD, según veremos más adelante.

En este panorama resulta azaroso el proyecto de un mercado de futuros para el petróleo. Sobre todo teniendo en cuenta que la eficacia de este mercado sobre el control y la regulación de los precios internacionales sólo se alcanzaría al significar un 20% del mercado mundial.

Aún la contracción de la demanda en 1981 se encuentra lejos de representar una vuelta definitiva al antiguo "mercado del comprador" (33). El hecho cierto es que se muestra inconsistente una estrategia que pudiera basarse en el prorrato de la demanda de petróleo entre las corporaciones, la creación de un mercado de futuros, el establecimiento de una re

serva estratégica y la transformación del actual sistema im positivo que beneficia a las compañías. Cada una de estas medidas, tomadas por separado, exigiría un sistema coherente que las complementara, pues en gran medida, se contradicen mutuamente.

Más nitidamente inscrita dentro de la lógica del capitalismo monopolista de Estado es la institución a nivel de gobier no de agencias que estimulen las inversiones en el extranj ro. Tal es la Overseas Private Investment Corporation (OPIC).

Desde 1977, la OPIC -- paradigma de la participación del Es tado capitalista y de sus límites, en la gestión económica-- ha empezado a respaldar las firmas norteamericanas que em prenden actividades en el campo del petróleo. Existen instituciones de este tipo en otros dieciséis PCD, cuya función es garantizar el flujo inversionista hacia los países subdes arrollados. La OPIC y sus sucedáneas procuran realizar planes conjuntos de exploración (joint ventures) por medio de las diferentes compañías petroleras de cada país. Como ocu rre con otras agencias de gobierno de los PCD, la puesta en práctica de los proyectos OPIC recae en el capital privado. Aunque también en los últimos años, otras instituciones, como el BID y el EXIMBANK han otorgado créditos para la explora ción y el fomento petrolero.

Entre las que se han formulado, examinemos ahora dos propues tas concretas de política para resolver el problema energét ico de los Estados Unidos.

Tal como fue concebida por Schlesinger, la estrategia de re cuperación que suponía el plan de Carter tenía como superob jetivo retrasar al máximo el momento en que la oferta no alcanzara la demanda. En lo que restaba hasta 1985, se trata- ba de "mantener tasas de crecimiento saludables" y, al mismo tiempo, reducir la tasa de consumo energético, a fin de lle-

gar a esa fecha con un déficit mínimo en la producción petrolera mundial. En esos años, se planteaba iniciar el plan y encaminarse hacia fuentes alternativas, básicamente el carbón y la nuclear.

Hemos examinado ya las contradicciones que se derivan de este proyecto. Ahora bien ¿cuáles son las medidas que pretenden conducir a ese objetivo? Pueden resumirse de la siguiente manera:

- un programa energético doméstico riguroso y oportuno;
- un esfuerzo concertado con los principales PCD consumidores;
- un incremento de la cooperación responsable con los principales países productores;
- un trabajo conjunto con los países subdesarrollados importadores para ayudarlos a desarrollar sus reservas potenciales (34).

Como se ve, el plan energético de Carter no decía una palabra de las corporaciones.

La contrapropuesta surgida de sectores de la inteligencia económica --como el International Economic Studies Institute--, sin oponerse en bloque, tenía algunos puntos de divergencia:

- acelerar la desregulación de los precios del crudo y el gas, como estímulo a la producción y conservación;
- proveer subsidios a la conservación y la producción, a fin de reducir al mínimo el peligro de otro embargo y de aumentar la oferta, presionando con esto a los países exportadores;

- supervisar y restringir la dependencia norteamericana de importaciones, a través del estímulo al sistema competitivo y de cuota entre las compañías, sin dejar de prestar atención al peligro de otro embargo y a los estímulos creados para la producción y conservación domésticas;
- apoyar las iniciativas energéticas entre los países industriales, pertenecientes a la AIE, con propuestas que incluyan todas las alternativas --carbón, esquistos, alquitrán, nuclear, solar--;
- procurar más medidas para reducir el impacto del precio del petróleo en los países subdesarrollados, y lograr que la OPEP asuma su ayuda a estos países en reemplazo de la que brindan los PCD;
- contribuir a la estabilidad política y al desarrollo económico de los principales países OPEP, considerando el apoyo militar sobre una base altamente selectiva, de acuerdo con sus responsabilidades en las necesidades de los consumidores de crudo.

Se trata de un programa pragmático que, a su manera, reviste un sentido aparentemente más realista y coherente que el que parece inspirar a las agencias de gobierno y que resulta elocvente por sí mismo.

De cierta manera, la política del gobierno acabó por parecerse más a la que preconizaba el sector privado que a su propio plan. Pero veamos cómo se planteó la concertación de políticas a nivel de Occidente.

Las intenciones de los PCD

La Comisión Trilateral fue el foco de atención de numerosos análisis en época de la Administración Carter. Aunque parece haber sido olvidada por la actualidad, la Comisión representó fuerzas lo suficientemente poderosas del capital financiero y las élites políticas occidentales para no considerarse desvanecidas hoy día, sólo porque no se las divulgue con la misma intensidad. Atendiendo a esto, veamos los puntos de vista de sus programas para componer la situación.

La visión del futuro energético de la Trilateral diferencia tres géneros de problemas (37):

- a corto plazo: posibilidad de una interrupción de la oferta de petróleo a nivel mundial;
- a mediano plazo: a lo anterior, se añade la crisis financiera asociada con el crecimiento de la deuda externa de algunos países subdesarrollados más vulnerables;
- a largo plazo: el alza de los precios de petróleo.

Los trilateralistas --me refiero a los técnicos, desde luego-- eran optimistas, al menos en sus documentos públicos. Para ellos, hacia mediados de los '80 la tasa de incremento de los precios del petróleo en términos reales sería de 2-5% --al menos esto calculaban en 1978-- y no esperaban un incremento abrupto de los precios hasta dentro de 10 ó 15 años. Su principal argumento era el del interés de los países OPEP en mantener los vínculos con los PCD para poder conseguir sus objetivos económicos, políticos y defensivos. De acuerdo con esto, la agudización de la crisis económica en los PCD redundaría en perjuicio de la propia OPEP.

Los buenos deseos de la Trilateral respecto a sus socios se pueden resumir así:

- a Estados Unidos se le recomienda la reducción de sus importaciones para 1985 en 3 ó 4 MBD, a fin de conjurar el alza de los precios y restaurar la confianza en el dólar. El papel de Estados Unidos en calidad de mayor importador mundial --en la mitad de toda la energía consumida por los países de la AIE--, es clave.
- respecto a la Comunidad Económica Europea, se esperaba que por medio de la desaceleración del crecimiento económico, se pueda estabilizar la dependencia de las exportaciones en 1985 al nivel de 1973. En el interior de la CEE resalta la diferencia entre los países con petróleo y sin petróleo, a nivel de la formulación de una política energética armoniosa para el conjunto de los países.
- Japón ha reducido sus objetivos de crecimiento para 1985. Se mantiene en una tasa anual de crecimiento de 6%. Su problema más agudo --la absoluta dependencia de fuentes externas respecto al petróleo-- se profundiza por las limitaciones para el desarrollo de la energía nuclear y --particularmente sus diferencias con Estados Unidos en este sentido.
- Canadá planteaba una estabilización de sus importaciones para 1985 a nivel de 800 000 BD.

Para los tres géneros de males que reconocía la Trilateral, se recomendaban algunos remedios.

Para los problemas de corto plazo --la seguridad de la oferta-- se proponía la creación de reservas de emergencia en los países más vulnerables, como Japón; la solución del conflicto árabe-israelí, para garantizar la estabilidad en Me-

dio Oriente; y el mantenimiento de la "relación especial" norteamericana con Arabia Saudita y con el trán del Shah --los mayores exportadores OPEP y suministradores de crudo a Estados Unidos.

Los problemas a mediano plazo --referentes a la crisis financiera potencial-- se trataban con las siguientes medidas:

- el FMI debe fortalecerse y ampliar su papel como punto focal para el financiamiento a corto plazo de las balanzas de pago deficitarias;
- el financiamiento a largo plazo del desarrollo del llamado Tercer Mundo debe incrementarse, así como crearse mecanismos para canalizar los recursos de la OPEP por esta vía;
- deben utilizarse las instituciones internacionales para coordinar la acción conjunta del FMI y la banca privada para la ayuda a los países subdesarrollados;
- realizar una serie de pasos para crear condiciones más estables en los mercados financieros internacionales, particularmente esfuerzos emergentes norteamericanos para reducir las importaciones de petróleo, disminuir el déficit y fortalecer el dólar.

Para los problemas a largo plazo --transición hacia un período de altos costos de la energía--, se recomendaban medidas individuales y colectivas.

La primera de ellas, referida a los precios de la energía, proponía que los gobiernos de la Trilateral elevaran los precios de la energía doméstica a nivel del mercado mundial. Esto, sin embargo, no se consideraba suficiente para reducir la demanda y desarrollar fuentes alternativas, por lo que se recomendaba crear incentivos especiales para lograr lo.

sobre la reducción de las importaciones, el objetivo del grupo de la AIE consistía en no sobrepasar los 26 MEB en 1985.

sobre el desarrollo de nuevas fuentes en los países subdesarrollados, la Trilateral planteaba proporcionarles mecanismos de ayuda para fomentar los recursos energéticos autóctonos, particularmente en los casos en que riesgos políticos desalientan la participación de las corporaciones.

En cuanto a la cooperación con la OPEP, la Comisión se planteaba levantar los obstáculos para las inversiones a largo plazo de la OPEP en Occidente y garantizar el resto de sus exportaciones a los mercados mundiales, alentando con ello la expansión de la producción petrolera, particularmente de los países llamados "bajos absorbentes" --aquellos con inferior capacidad de asimilación del capital generado por los altos ingresos petroleros, como Arabia Saudita. Asimismo, se trata de coordinar la cooperación con la OPEP para la asistencia financiera a los países subdesarrollados.

En la práctica, los gobiernos de la Trilateral se mostraron bastante por debajo de este plan de medidas, en cuanto a su capacidad para coordinar políticas comunes. Las diferencias con Estados Unidos, así como el distinto grado de seguridad en sus abastecimientos energéticos, fueron focos neurálgicos que impidieron la armonización efectiva de los intereses nacionales.

La perspectiva norteamericana de los países productores no OPEP

Estados Unidos y Gran Bretaña se opusieron tradicionalmente a la participación de los gobiernos en la exploración petrolera. Asimismo, se han opuesto siempre a brindar ayu-

da exterior para exploración petrolera en los países subdesarrollados. En primer lugar, por la ya señalada preferencia a la participación del capital privado. En segundo lugar, porque los incrementos en la producción petrolera mundial redundaban en un decrecimiento de los ingresos de las corporaciones, lo que hubiera afectado las balanzas de pagos de estos países.

En la situación del conflicto energético, sin embargo, los representantes de la administración norteamericana plantearon que esperaban un incremento del 50% en la producción de los países petroleros no-OPEP; esto significaba entre 22-24 MBBD (35). Esta proyección tiene que ver con consideraciones respecto a la URSS --según el informe energético de la CIA, la Unión Soviética deberá importar petróleo en la década de los '80 (36).

Los principales focos de atención no-OPEP han sido México, Egipto, el Mar del Norte y otros países, como Argentina.

A pesar de la estatidad de la extracción, el refinamiento y la comercialización del crudo mexicano, Estados Unidos --según Schlesinger-- podía proveer "apoyo técnico", así como inducir al gobierno mexicano para que eleve al máximo sus niveles de producción. De acuerdo con algunos estimados --especialmente después de los descubrimientos de Chiapas y Campeche-- la reserva petrolera mexicana sólo puede compararse con la saudita, lo que tiene un valor estratégico para Estados Unidos.

Representantes del gobierno de Estados Unidos, así como consultantes económicos, han expresado la importancia de "despolitizar" la adquisición de petróleo; o sea, que se separe de los problemas conflictivos existentes con los países productores. En el caso mexicano, existe --junto a cuestiones críticas de las relaciones bilaterales-- la ventaja agrega-

da de la cercanía geográfica y de la alta concentración del comercio mexicano con Estados Unidos.

Respecto al Mar del Norte, hay opiniones divididas. Según algunos, se trata de una perspectiva optimista, considerando que para 1985 producirá entre 2,5 y 3,5 MBED; según otros, la cantidad y sobre todo la calidad de este petróleo no resolverá las necesidades de productos petroleros que demanda Estados Unidos.

Aquí surge otra contradicción. Para poder incrementar el comercio con los países no-OPEP, tienen que producirse aumentos en su producción petrolera. Para que esto ocurra, la exploración debe ser más intensa y como ya hemos visto, ello depende de las corporaciones.

Se ha insistido de varias maneras en el papel restrictivo que han desempeñado las corporaciones en cuanto a la exploración y puesta en explotación de nuevas fuentes de combustible en los países subdesarrollados; sin embargo, ello no significa que estos países sean irrelevantes para el capital financiero en la actual situación energética.

Tomemos como ejemplo el estudio de un aspecto del problema en el que no hemos abundado; esto es, los mecanismos de financiamiento para la prospección energética en los países subdesarrollados.

El FMI se ha opuesto tradicionalmente a las inversiones en el sector petrolero. Como se sabe, uno de los requisitos para los préstamos del Fondo consiste en la implementación de políticas fiscales deflacionarias que contribuyan a la estabilización de la moneda. En ese aspecto, las inversiones gubernamentales en gran escala no corresponden a las precisiones establecidas. Tampoco los programas de Naciones Unidas para el desarrollo han tenido una inclinación -

preferente hacia el incremento de las fuentes de energía. Tal como se ha indicado, el BIRF ha rechazado también financiar la búsqueda de combustible en los países subdesarrollados.

Sin embargo, en el marco del conflicto energético, el BIRF ha cambiado radicalmente de actitud. Según un estimado reciente realizado por el Banco, existen un conjunto de proyectos de desarrollo energético para los países subdesarrollados que ascienden a 30 mil millones de dólares, para los próximos cinco años. La participación del Banco en estos proyectos se eleva a 10 mil millones, lo que deja un margen de 20 mil millones que deben ser cubiertos por otras fuentes --otras agencias financieras y la banca privada. Según un subsecretario del Tesoro norteamericano, (38) el Banco Mundial preconizaba para 1980-81 un programa en que invertiría 500 millones de dólares anuales en apoyo a proyectos energéticos en países en vías de desarrollo. El FMI prestó esa cantidad a los 12 primeros países subdesarrollados no petroleros, con lo que financió el 3% del déficit en cuenta corriente de los subdesarrollados en 1980. Esos países tuvieron que pagar 57,8 miles de millones de dólares por su cuenta petrolera en ese año.

Se supone que las instituciones internacionales pueden servir de intermediarias entre los países que observan con recelo a las corporaciones y las corporaciones que observan con recelo la posibilidad de nacionalización en los países potencialmente petroleros. El Banco no participaría en la exploración propiamente dicha, así como tampoco los Programas de ayuda de Naciones Unidas. El Fondo de Naciones Unidas --IMF's revolving Fund-- tiene un capital de 25-30 millones, mientras que el costo promedio de una exploración puede elevarse a 100 millones (39).

Así, en la estela de las Naciones Unidas y el BIRF llegan tanto las "grandes" como las compañías petroleras "pequeñas" --las llamadas independientes.

Incluso si el BIRF no está en condiciones de ofrecer el capital, su principal papel consiste en participar en la relación contractual en el período inicial y ofrecer a las corporaciones protección contra lo que éstas perciben como riesgos políticos, asegurándoles que si encuentran petróleo o gas el contrato se mantendrá inalterable el tiempo suficiente para que reciban una ganancia razonable en relación con su inversión.

Ya se ha señalado que la tendencia de las corporaciones es a invertir al corto plazo; i.e, a emprender proyectos rápidamente redituables. En los años '70 el clima para la inversión privada en proyectos energéticos se había tornado "negativo". Si el BIRF no tiene suficiente capital, ni capacidad para orientar técnicamente, ni "expertise" ni "know-how" en esta área, ¿de dónde sacarán todos estos recursos? Pues de los únicos que pueden brindárselos: las empresas transnacionales del petróleo. A cambio de ello, el BIRF se ofrece para sanear el ambiente de las inversiones.

Según veremos, además, la conducta de algunos gobiernos nacionalistas del llamado Tercer Mundo hacia las transnacionales se ha suavizado mucho en los últimos años.

La otra fuente para el financiamiento de la exploración petrolera en los países subdesarrollados sería la OPEP.

Hay varias interrogantes en torno a este punto.

Por una parte, algunos representantes de los PCO han expresado su interés en desviar los recursos excedentes de la OPEP hacia los países subdesarrollados. En palabras del se

nador norteamericano Jacob Javits, "Estados Unidos debe hacer un esfuerzo mayor en traspasar la condición de acreedor de los países subdesarrollados a los países de la OPEP" (40).

La reciente declinación relativa de este excedente ha dejado en el aire muchas de las expectativas al respecto. En 1975, Venezuela e Irán propusieron un programa de ayuda al llamado Tercer Mundo de 5 000 millones, a cumplir en 5 años; de éste, sólo 1 000 millones fueron adoptados por los ministros de la OPEP en 1976; el fondo del programa se redujo luego a 800 millones.

La situación de penuria y deterioro de sus balanzas de pagos que sufren los países subdesarrollados no exportadores de petróleo, no sólo a causa del alza de los precios del combustible, sino de la alta tasa de inflación --que genera un drenaje importante por concepto de productos manufacturados procedentes de los PCO--, resulta a la larga también nociva para los propios negocios del capital privado en esos países.

Por otra parte, una de las formas de reciclaje de los petrodólares en el interior de la economía capitalista mundial --consiste precisamente en los préstamos que puede otorgar la OPEP a los países subdesarrollados más necesitados y dependientes de los PCO (41).

Se plantea, además, la cuestión de si los países exportadores están verdaderamente dispuestos a contribuir a estimular el incremento de nuevas fuentes de combustible, a la exploración y explotación de yacimientos petrolíferos fuera de sus fronteras; si ofrecerían la colaboración de sus compañías estatales en asistencia técnica a los subdesarrollados para que estos logreran autoabastecerse y quién sabe si convertirse en exportadores netos...

Naturalmente, esta cuestión no tiene una respuesta simple. No se trata nada más de estar o no de acuerdo con el desplazamiento de parte del excedente de la OPEP a los subdesarrollados. El problema es más bien en qué medida las estructuras de los subdesarrollados y la propia reglamentación del préstamo permitirían que los recursos no fueran a parar a manos del capital transnacional y sus asociados nacionales.

En 1977, el déficit de los subdesarrollados en balanza de pagos llegó a 25 mil millones. En 1980, fue de 70 mil millones. El excedente OPEP fue en parte desviado a la ayuda a estos países, en su mayor parte a través de los mercados financieros internacionales, controlados por los PCO. Ha existido una ayuda por parte del BIRF, el FMI y los demás conocidos, pero --y esto es importante observarlo-- la banca privada ha financiado aproximadamente las tres cuartas partes de los déficits en cuenta corriente en estos países.

Es decir, que la deuda externa de los subdesarrollados, acumulada y acrecida por el alza general de los precios como resultado de la inflación desatada por la crisis económica, se concentra mayoritariamente --a diferencia de los años '60-- en la gran banca privada.

En los PCO, el papel de esta banca en la sutura de la cuenta corriente es también principal. Estados Unidos le debía, en 1978, alrededor de 70 mil u 80 mil millones de dólares, de los cuales 50 mil millones corresponden a bancos norteamericanos. De la deuda tampoco escapan los países exportadores. Irán, por ejemplo, contrajo un empréstito de 950 millones del mercado del eurodólar para financiar proyectos de industrialización, y "tuvo que cancelar" las ventas a crédito a algunos subdesarrollados. Las instituciones financieras internacionales y la banca privada están prestas a ofrecer todo género de facilidades a los países exportadores en materia de financiamiento.

La caída del precio del petróleo en 1981 es un factor de más que reduce en términos físicos la liquidez en manos de los exportadores, complicando aún más su panorama financiero.

Así como existe una dependencia energética por parte de los PCD, la OPEP resulta dependiente de los PCD en otros aspectos. Al respecto, pueden indicarse, entre otros, dos tópicos. Por una parte, la recesión en los PCD repercute sobre los países de la OPEP, ya que éstos, además de compradores, poseen inversiones en aquéllos --lo que no significa necesariamente que vayan a renunciar a los beneficios a corto plazo de los ingresos petroleros por no perturbar a los PCD, según creen algunos.

El otro tópico se refiere a las contramedidas impementadas por la OPEP ante las políticas de reducción del consumo por parte de los PCD. A la reducción en las importaciones de los PCD, los países de la OPEP pueden responder --y han respondido-- con una reducción relativa, o incluso absoluta, de los niveles de producción. Sin embargo, teóricamente, esta reducción está limitada por un "suelo", que sería el nivel mínimo al cual la producción garantiza el monto de inversiones para el desarrollo proyectado. Los programas de desarrollo que tienen lugar en los países de la OPEP --especialmente en aquellos con una mayor capacidad de absorción de capital-- están relacionados directamente con el incremento de la producción o de los precios, por lo que resultan vitales para sus economías y estabilidad. La OPEP se ha convertido, así, en un mecanismo de base para el funcionamiento de esas economías.

La recesión, la inflación y el carácter inorgánico de la colocación de los petrodólares en la estructura financiera internacional respecto a los intereses del desarrollo de los exportadores de petróleo, explican la efectiva declinación financiera de la OPEP en los últimos años.

... the ... of ...

... the ... of ...

CONCLUSIONS

... the ... of ...

... the ... of ...

A manera de recapitulación de las formulaciones globales - que se han planteado en este capítulo, podemos establecer lo siguiente:

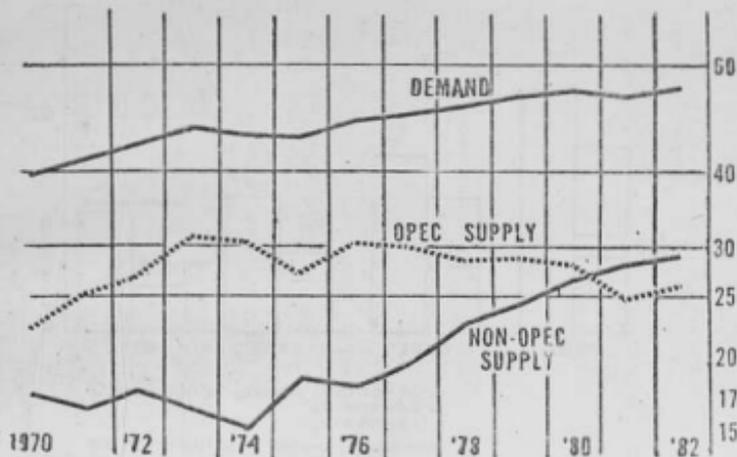
1. La "escasez energética" no es, en última instancia, el resultado de una carencia física de energéticos --trátese de petróleo o de fuentes alternas--, ni fundamentalmente de la acción de los países petroleros, en el marco de la OPEP o fuera de ella, sino que se trata de un fenómeno derivado de la estructura imperialista de dominación económica y política a nivel mundial; particularmente, del carácter monopolístico de la explotación de los recursos de los países subdesarrollados. Las corporaciones, con su política de restricción relativa de la inversión, la exploración, la producción y la oferta de petróleo a nivel mundial en los años '50 y '60, así como a través del control que ejercen sobre el segmento más rentable del sector de los energéticos --la derivación y la comercialización--, crearon condiciones propicias para aprovechar en su beneficio el alza de los precios.
2. La dependencia energética de los países capitalistas desarrollados no es una mera función de sus relaciones con los países productores, sino de la conformación de sus economías. La alta tasa de consumo energético que exige el tipo de crecimiento de los PCO, particularmente los Estados Unidos, enfrentados al costo de una recesión, así como el papel protagónico de los monopolios en su dinámica de desarrollo, y el despilfarro como parte integral de este proceso, se reflejan en las altas cuotas que deben pagar por importación de combustible, y en general, en su creciente tasa de consumo energé-

tico. La dependencia energética de los países capitalistas desarrollados se ha profundizado desde 1973 hasta hoy, y se proyecta asimismo hacia el año 2000.

3. Las corporaciones son los principales factores de poder económico en el conflicto energético. La política imperialista las respalda de hecho, no sólo por las exenciones que les otorga en el plano doméstico, sino por el apoyo económico --la garantía a los riesgos de inversión en países subdesarrollados-- y el apoyo político-cobertura a la nacionalización por vía de las agencias de gobierno y organismos internacionales. Los gobiernos de los países capitalistas desarrollados dependen de ellas para resolver sus déficits en el sector externo, asegurar la oferta doméstica, estimular la producción en los países exportadores que no son miembros de la OPEP e incluso convertir la economía hacia fuentes alternas.
4. Desde 1973, junto a una política desacertada de los países exportadores en la colocación de su excedente --tanto para su desarrollo, como para el de los países subdesarrollados en su conjunto--, al incremento de las importaciones infladas de los países capitalistas desarrollados y al deterioro de los términos de intercambio en general, ha disminuido relativamente la capacidad de estos países para desprenderse de la órbita económica imperialista, en la medida en que su poder financiero se ha visto neutralizado, y de hecho francamente reincorporado al flujo mundial de capital controlado por la gran banca de los países capitalistas desarrollados, particularmente Estados Unidos.

PETRÓLEO MUNDIAL: DEMANDA/OFERTA

Millones de barriles
diarios



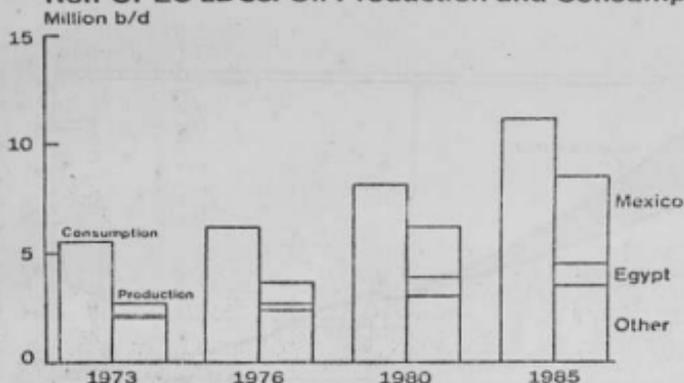
FUENTE: Irving Trust Co. (Según *Energy in the eighties: can we avoid scarcity and inflation?*, Subcommittee on Energy of the Joint Economic Committee, March 1978)

NOTA: Según esta fuente, la oferta de exportadores no-OPEP debería haber alcanzado a la de la OPEP en 1980.

PRODUCCION Y CONSUMO DE PETROLEO DE PAISES SUBDESARROLLADOS QUE NO SON MIEMBROS DE LA O P E P

(millones por día)

Non-OPEC LDCs: Oil Production and Consumption



Consumption growth 1960-73=7.0%,
1973-76=5.0%,
1976-85=6.4%

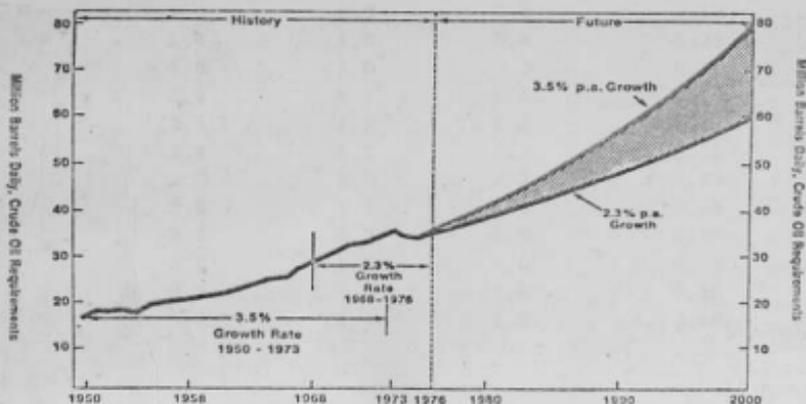
Mexican output 1976-0.9 Million b/d
1980-2.2 Million b/d
1985-3.0-4.5 Million b/d

572669

Fuente: Central Intelligence Agency, The International Energy Situation, ER77-10240 April 1977 p 12

NOTA: Este cuadro de la CIA refleja el peso que se confiere a la producción de los países no-OPEP --sobre todo los del III Mundo-- en la solución del problema energético de los PCD. Dentro de éstos, el papel que se otorga a México es el más destacado.

CONSUMO ENERGETICO SEGUN DIFERENTES TASAS DE CRECIMIENTO EN ESTADOS UNIDOS: PROYECCION DEL PLAN ENERGETICO NACIONAL



FUENTE: National Energy Plan

NOTA: Si se redujeran las importaciones a 6-7 MBD en 1985 --de 12 MBD que es el pronóstico-- se reduciría el déficit de la oferta mundial en 2 MBD. La Administración Federal de Energía pronosticó en 1975 una tasa de consumo energético de 2,8% anual y de consumo petrolero de 2%.

PRONOSTICO DE EXPORTACIONES PARA EL CRUDO MEXICANO*(Se excluye el gas)**(En millones de barriles diarios)*

<u>Años</u>	<u>producción mexicana</u>	<u>demanda mexicana</u>	<u>potencial exportable</u>	<u>Proporción exportación/ producción</u>
1977	1.1	0.9	0.2	0.18
1978	1.4	1.0	0.4	0.29
1979	1.8	1.0	0.3	0.44
1980	2.2	1.1	1.1	0.50
1981	2.3	1.1	1.2	0.52
1982	2.4	1.1	1.3	0.54
1983	2.5	1.2	1.3	0.53
1984	2.6	1.2	1.4	0.54
1985	2.7	1.2	1.5	0.56
1986	2.8	1.2	1.6	0.57
1987	2.9	1.3	1.6	0.56
1988	3.0	1.4	1.6	0.58

FUENTE: *Congress Research Service Mexicots oil and gas policy: an analysis, dic. 1978*

NOTA: *Según declaración del gobierno mexicano (sept. /78) las reservas petroleras probadas son de 20 mil millones de barriles, las probables de 37 mil millones y las posibles de 200 mil --lo que las haría mayores que las de Arabia Saudita. Esto es sin contar el gas.*

El dato de la CIA es de 30 mil millones.

NOTAS AL CAPÍTULO I

1. Hernández, Rafael: El conflicto entre la OPEP y los países capitalistas desarrollados, Seminario sobre el Nuevo Orden Económico Internacional, Centro de Estudios sobre América, agosto 13-14 de 1979, p. 6.
2. No debe olvidarse que, desde Nixon hasta Reagan, el uso plausible de la fuerza militar en el Medio Oriente se ha sustentado, precisamente, en el aseguramiento del abastecimiento petrolero a Occidente.
3. Véase en particular Tanzer, Michael: Energéticos y política mundial. Ed. Nuestro Tiempo, 1975; Primakov, E: Energy crisis; an assessment by soviet scientists, Moscow, Progress, 1975; Crossling, B.F. The petroleum exploration challenge with respect to the developing nations, U.N., 1976
4. Véase Aguilar, Alonso: "La crisis económica y el capitalismo monopolista de Estado" En: Economía y Desarrollo, No. 33, La Habana, 1976; Mieres, Francisco: Crisis capitalista y crisis energética, Ed. N.T., México, 1977.
5. Organisation de Coopération et de Développement Economiques, Perspectives énergétiques jusqu'en 1985. Evaluation des problèmes et des politiques énergétiques, 1974, 2 Vol.
6. Tanzer, M: The political economy of international oil and the underdeveloped countries, Boston, Beacon Pres, 1969.
7. Energy crisis. Vol 1, 1969-73. Ed. By Lester A. Sobel Facts et file Inc, New York,

8. "E.U. importa ahora 60% más petróleo de la OPEP que hace 5 años. En 1978, el cártel suministró 38% de las necesidades norteamericanas, un gran salto desde el 25% suministrado en 1973" ("How oil policy will test the US's resolve", Business Week, 3 de diciembre, 1979 p.6)
9. Ver Petroleum Economist, números de enero, 1976-82.
10. Grossling, op. cit.
11. The National Energy Plan. Executive Office of the President. Energy, policy and planning. Abril, 19, 1977.
12. Cockburn, Alexander, "The energy crisis and energy policy", U.S. Capitalism in crisis, N.Y. URPE, enero 1978
13. Energy in the eighties; can we avoid scarcity and inflation? Hearings before the subcommittee on Energy of the Joint Committee, Congress of the US, marzo 8, 9 y 21 de 1978.
14. Ibid.
15. Serrato, Marcela: "Plan energético de Carter" Foro Internacional No. 72.
16. Tanzer, M: Op. cit.
17. Primakov, : Op. cit.
18. Para una ampliación de este concepto véase Dobb, Maurice: Racionalidad e irracionalidad en la economía. ICL, La Habana, 1972.
19. En capítulos posteriores (II y III) se examinan más de cerca los factores que limitan hoy la elasticidad de la oferta.

20. The Energy Outlook for the 80's. A study for the use of the Subcommittee on Economic Progress of the Joint Economic Committee of the US, por Dr. W.N. Peach, dic. 1973. Organization de Coopération et Développement Economique, op. cit. Energy: managing the transition. Report of the Trilateral Energy Task Force to the Trilateral Commission, por Sawhill, John et al, 1978, entre otros pronósticos.
21. Este análisis se concreta en el Capítulo III.
22. Cf. Energy in the 80's: can we avoid...
23. Véase Barnett, Richard: Global reach, El poder de las transnacionales, Ed. Grijalbo, México, 1977.
24. Sawhill, John; Op. cit.
25. The energy crisis: an assessment by soviet scientist, p. 17.
26. De acuerdo con Adelman, después de sobrepasar cierto punto, los precios altos influirían en la reducción del nivel de inversiones en los países subdesarrollados no exportadores de petróleo.
27. Resulta ilógica la afirmación del Morgan Guaranty Trust Co, en cuanto a que un 5% de incremento en 1975 hubiera bastado para mantener el petróleo al nivel de los precios de los productos manufacturados de los PCO.
28. "La economía en su conjunto se beneficiaría de cualquier producción cuyo costo total fuera menor que el precio importado de energía equivalente", ha expresado Adelman. Esta propuesta "liberal" ha beneficiado principalmente a las corporaciones según veremos.

29. The National Energy Plan. Executive Office of the President. Energy policy and planning, april, 19, 1977.
30. Esta cuestión se discute más ampliamente en el Capítulo III.
31. Ver Sawhill, John, op.cit. The National Energy Plan.
32. Odell, P: "The Oil crisis", Bank of London and South America, 1980.
33. Cf. Capítulo III.
34. The National Energy Plan, 1977
35. Sawhill, John, op. cit.
36. Ibid.
37. Corrigan, Richard: "The CIA Survey". En National Journal No. 17, abril de 1977.
38. Energy in the eighties...
39. Ibid.
40. Ibid.
41. Esto no significa que las limitaciones en la ayuda de la OPEP a los subdesarrollados no petroleros se apoye de ningún modo en este razonamiento --es decir, que los PCD están obteniendo un beneficio indirecto de esta ayuda. Para eso habría que atribuirle a los exportadores un sesgo político que están muy lejos de tener. Pero en un análisis objetivo de los beneficios reales de esta demanda este aspecto debe considerarse.

CAPÍTULO II

EL PETRÓLEO LATINOAMERICANO EN LA PERSPECTIVA DEL CAPITAL FINANCIERO DE LOS ESTADOS UNIDOS

El objetivo del presente capítulo consiste en analizar el comportamiento del capital norteamericano en la explotación de los recursos petroleros en América Latina. Se examinan aquí algunos aspectos de la problemática petrolera latinoamericana, desde la perspectiva de los intereses de los Estados Unidos, según su evolución más reciente, en términos de flujos de capital, producción, refinación, transporte, exportaciones y reservas.

FINANZAS

Como se conoce, en los últimos treinta años la inversión directa de Estados Unidos en el exterior se ha conducido según una tendencia favorable a los países capitalistas desarrollados. Mientras los 11 800 millones de dólares - que Estados Unidos había invertido fuera de sus fronteras en 1950 estaban equitativamente repartidos entre países capitalistas desarrollados y subdesarrollados, treinta años después los 213 500 millones de dólares que constituyen el valor en libre de las inversiones directas norteamericanas en el exterior están repartidas de manera asimétrica: 73.6% en los países desarrollados y el 24.7% en los países en desarrollo. (1)

En nuestra región, las inversiones directas norteamericanas pasaron de un 38.8% del total mundial, en 1950, a un 17.0% en 1980, lo que refleja característicamente la tendencia mencionada.

Considerada medialmente, la preferencia ramal de la inversión directa norteamericana en este período se dirigió ha-

**GASTOS DE CAPITAL DE LAS MAYORES CORPORACIONES
AFILIADAS A LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS
DE LOS ESTADOS UNIDOS 1975-78**
(en millones de dólares)

	1975	1976	1977	1978
América Latina y el Caribe	642	577	556	786
América Latina:	357	353	416	587
Argentina	28	32	71	99
Brasil	30	36	50	114
Chile	1	2	5	4
Colombia	11	27	51	28
México	1	-	1	1
Panamá	7	6	8	10
Perú	183	170	157	215
Venezuela	19	18	21	27
Otros de América Central	31	29	30	31
Otros	47	32	23	58
Otros países del Hemisferio:	285	225	139	199
Bahamas	89	36	8	6
Bermuda	1	1	-	2
Jamaica	-	-	-	-
Otros	195	187	131	191
TOTAL MUNDIAL	8,901	8,915	10,421	11,679

FUENTE: United States Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis.

cia la manufactura, que pasó de un 32.5% en 1950 a un 41.7% en 1980.

El sector que nos ocupa, el petróleo, sufrió, sin embargo, un decrecimiento, pasando del 28.7%, en 1950, al 22%, en 1980. Este es el reflejo del fenómeno mencionado en el capítulo anterior, respecto al descenso del nivel de afluencia de capital norteamericano hacia el sector petrolero, en coincidencia con los intereses de las corporaciones petroleras en la posguerra.

En el período que va de 1900 a 1975 esta tendencia se hace aún más extrema. La tasa de crecimiento promedio anual del gasto de capital norteamericano en el exterior, para este período, es de 12.2%, en la manufactura, y de sólo 0.5%, en el petróleo. Ahora bien, si se examina el comportamiento del gasto de las filiales de las compañías petroleras norteamericanas en el exterior, en los últimos años, particularmente desde la segunda mitad de la década del '70, se observa una recuperación acelerada del nivel de inversión. En el caso de América Latina, la serie estadística refleja que entre 1975 y 1978 el gasto de las filiales petroleras norteamericanas pasó de 642 millones a 786 millones de dólares corrientes, en sólo 3 años. Esta tasa de crecimiento significó un 23%, aún inferior al promedio mundial de 30% en este mismo período. (2)

En los años más recientes, entre 1977 y 1982, el gasto mundial de las filiales norteamericanas petroleras ha crecido a una tasa cada vez mayor, que va de 8,9 mil millones de dólares en 1977 a 20,5 mil millones, en 1982, llegando a incrementarse hasta en el 34% anual, en 1980 respecto a 1979 (3). En este período el gasto de estas corporaciones norteamericanas en América Latina pasó de 2 200 millones de dólares a 9 000 millones en 1982, experimentando la tasa de crecimiento más alta en todo el mundo, incluidos los propios

países desarrollados. Es significativo el hecho de que en el Medio Oriente el gasto de las filiales petroleras norteamericanas se redujera de 1 200 millones en 1977, a 700 millones en 1982.

La inversión petrolera en América Latina debe pasar de 1283 millones en 1981 a 1784 millones en 1982, lo que significa un incremento del 39%, --según los pronósticos calculados. Los países que recibirán la cuota más importante en este incremento son Colombia, que desarrollará un proyecto de explotación de reservas de carbón, y Trinidad, que emprenderá la explotación de las reservas de gas de la plataforma (4).

Entre los países capitalistas desarrollados, los principales focos de atención de las filiales petroleras son Canadá y el Mar del Norte.

En el Medio Oriente se prevé un incremento del 50%, aun cuando en países como Libia se debe producir un decrecimiento de la tasa de inversión norteamericana, respecto a los años anteriores. (5)

El otro aspecto importante en el flujo de capital hacia América Latina en el sector de los energéticos viene dado por la deuda externa. Como se señaló en el capítulo anterior, el peso de la banca privada en el financiamiento latinoamericano es creciente en la última década. Así, en 1977 los bancos de los países capitalistas desarrollados eran acreedores de más de 40 000 millones de dólares de los países latinoamericanos, particularmente Venezuela, México, Brasil y Argentina. (6)

Es notorio que los países latinoamericanos exportadores de petróleo tienen a este rubro como su principal fuente de ingresos financieros. El caso de México resulta arquetípico. En 1970, el petróleo constituía el 10% del valor total de -

sus exportaciones; mientras que en 1980 era ya el 64%. Sin embargo esto determina, al mismo tiempo, un efecto secundario sobre la estimulación a líneas de crédito específicas, respaldadas por un sector de tan alta rentabilidad como éste. El financiamiento que viene, al sector petrolero, por vía del crédito tiene un peso adicional, que grava la deuda global de las economías latinoamericanas. En el caso - mexicano, se registra el hecho insólito de un crédito de 4 000 millones de dólares otorgado por un solo banco, el Bank of America, a PEMEX, en un periodo de dos años. Esta constituye la mayor transacción bancaria de la historia registrada por un solo banco. (7)

Es un hecho constatable, a estas alturas, que los mayores exportadores latinoamericanos de petróleo han conseguido acumular una deuda astronómica, que presiona y produce desequilibrios graves en sus finanzas. Las deudas contraídas por las empresas paraestatales tienen un efecto secundario sobre el propio sector petrolero. Por ejemplo, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, de Argentina, tiene una deuda de 6 000 millones de dólares. (8)

Por lo general, las empresas petroleras latinoamericanas que no son poderosas exportadoras tienen dificultades presupuestarias que les impiden desarrollar de manera autosustentada un plan nacional de desarrollo petrolero, y se ven obligadas a recurrir al capital extranjero, particularmente a las empresas petroleras de los países capitalistas desarrollados. Aunque el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo han incrementado sus préstamos al sector petrolero con destino a la exploración para el desarrollo energético, este financiamiento resulta insuficiente, dados los requerimientos de altos costos que exige la explotación de este recurso.

De esta manera, algunas empresas parastatales utilizan el elemento de suministro petrolero a determinados países desarrollados deficitarios como un estímulo para captar la inversión extranjera, incluso en otros sectores de la economía. (9)

Por consiguiente podemos concluir señalando que si bien los países exportadores de petróleo de altos ingresos como México y Venezuela tienen capacidad para desarrollar todos los niveles de la industria con su propio presupuesto, no obstante, aun en estos países, el fomento del crecimiento, tanto del sector de los energéticos, como de los demás sectores de la economía, al nivel que plantean los ambiciosos planes vigentes, exigen una captación de recursos financieros que están por encima de las posibilidades del Estado.

De esta manera, se hace evidente que para todos los países de América Latina, incluidos estos casos, se refuerza la dependencia del financiamiento externo, aun en un sector que posee una rentabilidad relativa mayor que los sectores tradicionales.

PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN

La producción petrolera regional aumentó a ritmo moderado durante el decenio 1960-1970 y declinó de 1970 a 1973. Esta fluctuación se debió principalmente a los vaivenes de la producción venezolana, además de las reducciones que tuvieron lugar en Argentina, Colombia y Chile. Como resultado, la participación relativa de la región en la producción mundial cayó de un 16% en 1965 a menos de un 10% en 1973. El año pasado los cuatro principales productores latinoamericanos --México, Venezuela, Ecuador y Argentina-- produjeron 5,4 millones de barriles diarios.

ARGENTINAPRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

<u>Año</u>	<u>miles de barriles diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1908	0,04	51
1910	0,05	51
1915	1,4	1,032
1920	4,5	7,434
1925	16,2	25,787
1930	24,6	69,235
1935	39,2	136,102
1940	56,3	224,206
1945	62,7	341,878
1950	64,3	453,794
1955	83,6	591,663
1960	174,5	800,723
1965	269,3	1,279,101
1970	392,9	1,891,514
1971	423,3	2,052,028
1972	433,0	2,210,491
1973	412,2	2,364,224
1974	414,0	2,515,322
1975	395,8	2,659,791
1976	397,8	2,705,385
1977	431,6	2,862,930
1978 (1)	446,3	2,984,767

(1) Primeros nueve meses del año

FUENTE: Energy Ministry

ARGENTINAPRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

<u>Año</u>	<u>miles de cúbicos diarios</u>	<u>En millones de M³ Acumulado</u>
1922	115	36
1925	227	245
1930	356	868
1935	485	1,656
1940	724	2,749
1945	956	4,620
1950	1,441	6,626
1955	2,219	10,065
1960	9,145	18,796
1965	16,753	48,195
1970	20,745	81,870
1971	22,005	89,902
1972	21,251	97,680
1973	23,082	106,105
1974	24,512	115,052
1975	26,940	124,885
1976	29,560	135,704
1977	31,594	147,136

FUENTE: Energy Ministry

La producción mexicana creció en los últimos cinco años de un millón a 2,55 millones de barriles diarios. El tope oficial establecido para este quinquenio ha sido fijado en 2,75 millones de barriles diarios. (10) De acuerdo con algunos pronósticos se calcula que la producción mexicana alcance 3,6 millones de barriles diarios en 1990 (Petroleum Industries Research Foundation). (11) Según estos cálculos, la mayor aceleración en la producción petrolera a nivel mundial deberá tener lugar en América Latina, y el factor principal será justamente México.

La producción venezolana mantuvo en los últimos años la tendencia decreciente que viene manifestando desde 1973, aunque con una ligera recuperación en 1981 respecto al año anterior, alcanzando los 115 millones de toneladas anuales; o sea, 2,1 millones de barriles diarios.

La declinación de las reservas y la producción venezolana se esperan suplir con el incremento en la explotación, particularmente de petróleo bituminoso y las reservas de la plataforma.

La producción argentina ha mantenido un ligero ritmo de crecimiento a lo largo de los últimos años, según la tendencia manifiesta desde 1975, después de haber sufrido una reducción en su nivel de producción en el período 1973-1974, alcanzando casi el medio millón de barriles diarios en 1981.

Como se sabe, la producción ecuatoriana tuvo un salto entre 1971-1973 que condujo al país a convertirse en un exportador neto de petróleo, y miembro de la OPEP. Su nivel de producción de crudo se redujo en 1981 a 217 000 barriles diarios, en línea con la política de la OPEP. (12) Según la proyección del Banco Mundial, la producción ecuatoriana se reducirá en los próximos años, alcanzando 117 000 barriles en 1988. (13)

E C U A D O RPRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

<u>Año</u>	<u>miles de barriles diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1918	0.2	60
1920	0.2	180
1925	0.4	647
1930	4.3	5,416
1935	4.7	13,764
1940	6.4	24,775
1945	7.3	35,556
1950	7.2	47,973
1955	9.9	63,305
1960	7.5	78,513
1965	7.8	92,122
1970	4.1	101,957
1971	3.7	103,311
1972	78.1	131,890
1973	208.8	208,111
1974	174.5	271,789
1975	161.0	330,542
1976	187.3	398,904
1977	183.4	465,858
1978 (primeros 8 meses)	197.5	513,850

FUENTES: Para 1920, 1973-1977 US Bureau of Mines
 1925 - 1972 OPEC
 1978 Estimado por Petroleum Economist

E C U A D O RPRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

Año	miles de cúbicos diarios	Acumulado en millones de M ³
1968 (1)	38	14 (2)
1970	38	42
1971	38	56
1972	41	71
1973	43	87
1974	96	122
1975	82	152
1976	93	186
1977	96	220

(1) Sólo a partir de este año existen cifras disponibles.

(2) No incluye la producción anterior a 1968.

FUENTES: AAPG
Petroleum Economist

PERÚPRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Año	miles de barriles diarios	Acumulado
1896	0.012	47
1900	0.7	552
1905	1.0	2,055
1910	3.4	6,951
1915	7.1	16,655
1920	7.7	29,797
1925	25.3	62,140
1930	34.1	120,906
1935	46.8	187,532
1940	33.1	264,055
1945	37.7	332,406
1950	41.1	401,515
1955	47.2	484,431
1960	52.6	577,756
1965	63.2	685,916
1970	72.0	814,455
1971	61.9	837,043
1972	64.6	860,678
1973	70.6	886,445
1974	76.9	914,514
1975	72.3	940,898
1976	76.5	968,834
1977	91.2	1,002,134
1978 (1)	162.0	1,061,264

(1) Estimado

FUENTES: Hasta 1977 US Bureau of Mines1978 Petroleum Economist

PERÚPRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

Año	miles de metros cúbicos diarios	Acumulado en en millones M ³
1950 (1)	1.118	408 (2)
1955	1.132	2,473
1960	1.145	4,668
1965	1.208	6,862
1970	1.304	9,192
1971	1.315	9,672
1972	1.328	10,158
1973	1.408	10,672
1974	1.466	11,207
1975	1.521	11,762
1976	1.978	12,484
1977	4.600	14,163

1) Sólo a partir de este año existen cifras disponibles

2) No incluye la producción anterior a 1950

FUENTE: ONU y otras

BRASILPRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

<u>Año</u>	<u>miles de barriles diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1940	0,05	2
1945	0,2	223
1950	0,9	979
1955	5,5	6,351
1960	80,9	92,638
1965	94,1	264,219
1970	166,9	543,862
1971	174,0	607,375
1972	166,9	668,463
1973	170,2	730,585
1974	177,4	795,336
1975	172,0	858,102
1976	167,2	919,128
1977	166,6	979,928
1978 (8 primeros meses)	165,3	1,012,009

FUENTES: Hasta 1977 US Bureau of Mines
 1977-78 Petrobras

BRASILPRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

<u>Año</u>	<u>miles de metros cúbicos diarios</u>	<u>Acumulado en millones de M³</u>
1950	11	4
1955	170	171
1960	1,466	1,675
1965	1,871	4,448
1970	3,463	9,606
1971	3,225	10,783
1972	3,393	12,025
1973	3,233	13,205
1974	4,077	14,693
1975	4,452	16,318
1976	4,467	17,953
1977	4,744	19,684
1978 (primeros 6 meses del año)	5,403	20,662

FUENTES: Hasta 1976 Cedigaz

1977-78 Petroleum Economist

TRINIDADPRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

<u>Año</u>	<u>miles de barriles diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1909	0.2	57
1910	0.4	200
1915	2.1	2,820
1920	5.7	11,357
1925	12.0	27,651
1930	25.8	63,821
1935	32.0	115,817
1940	60.7	203,791
1945	57.8	310,983
1950	56.5	413,097
1955	68.2	526,069
1960	115.7	709,698
1965	133.9	949,600
1970	139.9	1,245,574
1971	129.2	1,292,722
1972	141.3	1,344,441
1973	166.2	1,405,107
1974	186.7	1,473,238
1975	215.4	1,551,851
1976	212.8	1,629,524
1977	230.0	1,713,474
1978 (Estimado)	240.0	1,801,074

FUENTES: Hasta 1977 US Bureau of Mines

1978 Petroleum Economist

TRINIDADPRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

<u>Año</u>	<u>miles de metros cúbicos diarios</u>	<u>Acumulado en millones de M3</u>
1950 (1)	3,159	18,324 (2)
1955	3,324	24,359
1960	3,605	32,422
1965	8,679	47,305
1970	9,422	66,217
1971	8,547	69,337
1972	8,099	72,301
1973	9,338	75,709
1974	9,986	79,353
1975	9,151	82,693
1976	10,653	86,592
1977	11,055	90,627
1978 (primer trimestre)	12,302	91,734

(1) Sólo a partir de este año existen cifras disponibles.

(2) Incluye años anteriores a 1950

FUENTES: Hasta el año 1960 las cifras han sido elaboradas por Petroleum Economist a partir de las estadísticas de la ONU.

Los restantes países latinoamericanos que exportan su petróleo, Trinidad-Tobago y Perú, tuvieron en 1981 un descenso en sus niveles de producción. Brasil, Chile, Colombia y Guatemala tuvieron progresos en sus respectivos niveles.

En los dos últimos años, Brasil superó su producción récord de 1974, manteniendo un buen paso y alcanzando los 11 millones de toneladas en el año.

La producción chilena ha tenido una recuperación desde 1978, como resultado en particular del incremento en la extracción de los campos del Estrecho de Magallanes, de donde se obtiene en la actualidad el 62% de la producción total. (14) El país austral es capaz de producir ya el 34% del crudo que consume.

La recuperación de la producción colombiana también es patente, habiendo alcanzado en 1981 los 134 000 barriles diarios, lo que refleja el aumento en el nivel de inversión en el sector.

Por su parte, la producción guatemalteca, aunque muy modesta, se ha duplicado en los últimos dos años. (15)

La producción boliviana alcanzó su ápice en 1973, cuando llegó a producir 47 000 barriles diarios. Desde esa fecha ha decaído y se mantiene con esa tendencia en los últimos tres años, alcanzando sólo las 900 000 toneladas de producción anual. Se prevé una recuperación en virtud del suministro de capital a través del BIRF y el BID, dirigido al aumento de la producción de gas, así como a la exportación de petróleo condensado. (16) El descenso en la producción de petróleo boliviano se ha visto relativamente compensado con la producción y exportación de gas a Argentina y Brasil.

CHILEPRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

<u>Año</u>	<u>miles de metros cúbicos diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1950	559	204
1955	1,285	1,569
1960	5,992	8,296
1965	17,025	32,053
1970	20,901	67,835
1971	21,879	75,835
1972	22,057	83,894
1973	20,208	91,270
1974	19,293	98,312
1975	19,441	105,408
1976	19,184	112,429
1977	18,408	119,148

FUENTES: Hasta 1975 Cedigaz
 1976 - 77 Petroleum Economist

CHILEPRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

<u>Año</u>	<u>miles de barriles diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1950	1,7	629
1955	7,1	7,870
1960	19,8	34,976
1965	34,8	95,525
1970	34,1	159,801
1971	35,3	172,684
1972	34,2	185,211
1973	31,3	196,640
1974	27,5	206,695
1975	24,5	215,641
1976	22,9	224,013
1977	22,0	232,043
1978 (1)	23,7	240,693

(1) Estimado

FUENTES: Hasta 1977 US Bureau of Mines1978 Petroleum Economist

COLOMBIAPRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

<u>Año</u>	<u>miles de barriles diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1921	0,2	67
1925	2,8	2,267
1930	55,7	84,353
1935	48,2	167,101
1940	69,9	277,488
1945	61,5	370,529
1950	93,3	505,015
1955	108,8	701,219
1960	152,4	948,178
1965	199,1	1,248,952
1970	219,3	1,609,759
1971	214,0	1,687,860
1972	195,8	1,759,534
1973	183,1	1,826,378
1974	166,8	1,887,245
1975	158,0	1,944,930
1976	146,2	1,998,306
1977	139,0	2,049,041
1978	140,8	2,100,433

FUENTES: Hasta 1977 US Bureau of Mines
 1977-78 Petroleum Economist

COLOMBIAPRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

Año	miles de cúbicos diarios	Acumulado en ³ millones de M
1950 (1)	3,699	1,350 (2)
1955	3,164	8,710
1960	6,378	19,604
1965	6,953	30,067
1970	8,137	43,927
1971	8,633	47,078
1972	8,945	50,352
1973	8,784	53,558
1974	9,049	58,861
1975	9,343	62,270
1976	9,094	65,598
1977	9,466	69,053
1978 (8 primeros meses)	11,358	71,813

(1) Sólo a partir de este año existen cifras disponibles.

(2) No incluye los años anteriores a 1950.

FUENTES: Hasta 1974 Cedicago

1975-78 Datos oficiales que da el
gobierno colombiano

BOLIVIAPRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

<u>Año</u>	<u>miles de barriles diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1930	0,15	56
1935	0,4	560
1940	0,8	1,516
1945	1,0	3,089
1950	1,7	5,587
1955	7,4	11,625
1960	9,8	28,575
1965	9,2	44,428
1970	24,2	103,593
1971	36,2	116,799
1972	43,6	132,766
1973	47,3	150,032
1974	45,5	166,635
1975	40,4	181,367
1976	40,6	196,223
1977	34,7	208,900
1978 (Estimado)	30,0	219,850

FUENTES: 1976, US Bureau of Mines

1977, AAPG

1978, Estimado Petroleum Economist

BOLIVIAPRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

<u>Año</u>	<u>miles de M³ diarios</u>	<u>Acumulado</u>
1950	36	13
1955	110	116
1960	311	423
1965	627	1,263
1970	2,249	5,018
1971	6,293	7,315
1972	9,358	10,740
1973	11,729	15,021
1974	11,181	19,102
1975	11,648	23,463
1976	11,948	27,836
1977	11,652	32,089
1978 (primeros 6 meses del año)	11,122	34,102

FUENTES: 1974 Cedigas

1975-78 Petroleum Economist

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
(en billones metros cúbicos)

	Prod. '79	Prod. '80	Reser. '79	Reser. '81	% del mundo	Vida de las reser.
EE.UU.	579.67	568.88	7791	5670	7.3	10
Colombia	2.64	3.18	79	142	0.2	45
México	26.38	32.35	340	2195	2.8	68
Trinidad	3.17	2.40	85	227	0.3	95
Venezuela	8.87	8.71	751	1250	1.6	144
Argentina	9.18	9.87	181	623	0.8	63
Bolivia	2.09	2.34	85	120	0.2	36
Brasil	1.12	1.30	26	53	0.1	41
Chile	2.97	3.00	79	70	0.1	23
Ecuador	0.07	0.08	20	115	0.1	-
Perú	1.17	1.14	5	35	neg	31

FUENTE: Petroleum Economist. Vol. XLVIII, p. 336.

En el cuadro anterior sobre gas natural (17) se puede observar que, entre los países latinoamericanos, México, Venezuela y Argentina tienen una posición en el récord de la producción mundial. La vida de las reservas es bastante alta, teniendo en cuenta los niveles de producción. La producción de gas en América Latina guarda así una relativa correspondencia con los niveles de producción petrolera.

En cuanto a la capacidad de refinación latinoamericana, esta resulta modesta en comparación con el resto del mundo, alcanzando el 13,3% del total en 1980, aunque si se compara con los demás países subdesarrollados, tiene una posición ventajosa, ya que es mayor que la capacidad de Medio Oriente y África juntos (Ver Tabla Refinación Mundial). Se prevé que en los próximos años la tasa de crecimiento de la capacidad refinadora de estas regiones más atrasadas sea mayor que la

de América Latina y que al cabo tengan un índice superior al de nuestra región, llegando a duplicarlo, particularmente en el caso del Medio Oriente.

El segmento de la refinación constituye, como ya se ha indicado en el capítulo anterior, uno de los más redituables de la industria del petróleo. Es por ello que su control tiene una significación estratégica para la estructura de la dependencia y la penetración del capital norteamericano en el cuerpo de la industria petrolera latinoamericana.

REFINACIÓN MUNDIAL
(millones de ton-año)

	1979	1980	% de capacidad existente '80 (1)	% de capacidad de crudi proy. (2)	Tasa de crudi (2/1)
Europa Occidental	1023	1022	30.7	3.1	0.10
Africa	101	104	3.1	7.6	2.45
Medio Oriente	176	178	5.4	24.5	4.54
Lejano Oriente	515	545	16.4	26.9	1.64
América del Norte	1007	1023	30.7	24.6	0.80
América Latina	438	455	13.7	13.2	0.96
Total	3260	3327	100	99.9	

FUENTE: Petroleum Economist. Vol. XLVIII; 1981

Por ejemplo, Venezuela, que posee la refinería mayor de la OPEP y la tercera en el mundo --Amuay, antigua propiedad de la Exxon, capaz de procesar 634 900 barriles diarios--, y que tiene en total una capacidad de 1 445 millones de barriles diarios de refinación, enfrenta dificultades técnicas para el procesamiento de su petróleo pesado. (18) Considerando que el 60% de la capacidad total de refinación de Venezuela tiene que asimilar este crudo pesado, la empresa parastatal debe negociar con las mismas transnacionales que

controlaron históricamente el proceso de producción industrial en el país --Exxon y Shell-- la refinación de parte de su crudo en Aruba y Curazao.

Las ampliaciones previstas en la capacidad refinadora de Venezuela se ven limitadas en la coyuntura inmediata por el excedente de productos pesados en el mercado, lo que ha llevado a la reducción de la producción de derivados y a que la capacidad instalada en 1980 sólo sea usada en un 64%. (19) Se calcula, no obstante, que para 1984 comience a desarrollarse una capacidad adicional que llegue a los 5 000 millones de toneladas anuales.

Ecuador, Colombia y sobre todo Brasil, se plantean un incremento en su capacidad refinadora para 1984. Este último país, que ha experimentado en los últimos años una aguda expansión en el sector energético, se propone para el quinquenio alcanzar el millón de barriles diarios en productos refinados.

Una consideración particular merece la cuenca del Caribe. En primer término, las dos grandes refinerías de exportación en Aruba y Curazao, la primera de ellas con una capacidad de 440 000 barriles diarios, perteneciente a Exxon; y la segunda, capaz de procesar 360 000 b/d, propiedad de Shell. Estos grandes centros de refinación-exportación han sufrido un descenso relativo después de 1973, aunque el destino principal de su producción sigue siendo los Estados Unidos. También las refinerías que opera Texaco en Trinidad, encargadas de procesar crudos de Arabia Saudita, Indonesia, Irán, Angola, Venezuela, etc, tienen como mercado principal a los Estados Unidos.

Otros centros de refinación en el área son el de Bahamas, donde radica una refinería de 500 000 barriles diarios de capacidad, controlada por Chevron; y el de St. Croix (Islas Vírgenes), sede de la refinería más grande del mundo.

propiedad de Amerada Hess. Por lo demás, a lo largo de todo el Caribe se extiende un verdadero rosario de refinerías que atraviesa las islas --Puerto Rico, Santa Lucía, Barbados, Islas Vírgenes-- y bordea las costas centroamericanas --Honduras (Puerto Cortés), Guatemala (Puerto Barrios), -Costa Rica (Puerto Limón)--, donde compañías como Texaco y Amerada Hess parecen tener fueros propios.

Como veremos posteriormente, la mayor parte de los países enfrentan el problema de lograr una capacidad refinadora suficiente para sus necesidades, no sólo, naturalmente, - aquellos países que producen petróleo, sino también los que lo importan.

La presencia de las corporaciones extranjeras en este segmento constituye una constante a lo largo de toda América Latina, por lo que resulta prácticamente imposible encontrar un petróleo para el que no existan, al menos, las refinerías de la Exxon o la Texaco.

EXPORTACIONES

La actividad de exportaciones requiere una infraestructura de transporte con un elevado nivel de inversión en tecnología. Entre los numerosos oleoductos existentes en América Latina, los más extensos son los que atraviesan la Cordillera de los Andes, transportando el petróleo desde el oriente selvático de Colombia, Ecuador y Perú, hasta la costa, a través de la cordillera andina.

En segundo lugar, debe señalarse nuevamente el papel desempeñado por la cuenca caribeña en lo que viene a ser una especie de bomba de circulación de petróleo entre el norte y el sur, y el este y el oeste. Numerosas terminales de transbordo, que cumplen funciones de almacenamiento y trasiego,

MOVIMIENTOS DEL PETRÓLEO CRUDO LATINOAMERICANO

1972, 1974 y 1976 (miles de toneladas métricas)

	EXPORTADORES					
	América Latina		Caribe			
	Bolivia, Ecuador, México	Colombia, Trinidad, Venezuela				
	1972	1974	1976	1972	1974	1976
Importadores						
Norteamérica	1,120	2,640	8,510	34,330	37,280	36,390
Caribe	2,920	5,010	3,900	59,640	46,290	36,300
América Latina	1,810	2,620	5,750	4,880	3,620	3,530
Lejano Oriente	50	-	-	440	400	340
Europa Occidental	90	-	-	17,100	10,520	7,310
Medio Oriente	-	-	-	-	-	1,070
TOTAL	5,990	10,270	18,150	116,390	96,110	84,940

FUENTE: Naciones Unidas, Serie J, No. 21.

se concentran en esta área; tales como las de Bonaire (Antillas Holandesas), Panamá, Bahamas (capaz de almacenar hasta 5 millones de barriles), Sta. Lucía, etc. Estas estaciones garantizan el suministro de crudo y productos a distintas áreas aledañas, particularmente los propios Estados Unidos.

A esto se suman los oleoductos que atraviesan la zona del istmo, especialmente el construido en Panamá, el que está en ejecución en Guatemala, y el que se proyecta en Costa Rica.

Finalmente, está la principal arteria del transporte petrolero en la región, el Canal de Panamá, por el cual transitan unos 200 000 barriles diarios de petróleo de Alaska y cuyo papel en el suministro petrolero a Estados Unidos examinaremos posteriormente. (20)

Consideremos ahora el movimiento de las exportaciones. Los principales exportadores latinoamericanos en la primera mitad de la década del '70, México, Venezuela, Ecuador, Bolivia, Colombia, Trinidad-Tobago, concentraron la mayor parte de sus exportaciones en Estados Unidos. Aunque como se ha señalado a nivel global, las importaciones provenientes de América Latina tuvieron una participación inferior dentro del conjunto de las importaciones norteamericanas a lo largo de la década, las exportaciones latinoamericanas tuvieron la tendencia a concentrarse cada vez más en el mercado norteamericano, pasando de un 30% en 1972 a un 45% en 1976. Dentro del marco latinoamericano, las exportaciones hacia el Caribe, mayoritarias en relación con el resto de las transacciones intrarregionales, tuvieron un descenso en el período, mientras que las realizadas en la parte sur del continente crecieron ligeramente, aunque partiendo de una base muy baja. (Este indicador aparece afectado por las exportaciones que realiza Venezuela y otros países hacia las zonas del Caribe donde están enclavadas las refinerías que reexportan

el petróleo con destino a Estados Unidos y otras partes del mundo). (21)

En la segunda mitad de la década de los '70 el elemento sobresaliente fue, naturalmente, el incremento de las exportaciones mexicanas. El boom petrolero mexicano mantuvo básicamente el patrón de concentración en el mercado norteamericano, a pesar de la política de diversificación de las exportaciones petroleras iniciada por el gobierno. En 1979, el 80% de estas exportaciones de crudo, así como la casi totalidad del gas natural, se destinaban a los Estados Unidos.

El tope supuesto para las exportaciones mexicanas es de 1,5 millones de barriles diarios de crudo y 300 billones de pies cúbicos de gas --este último se entrega totalmente a Estados Unidos a través del gasoducto que conecta con la frontera.

Aun cuando volveremos sobre este punto al tratar el significado estratégico de las importaciones mexicanas que realiza Estados Unidos, queremos solamente indicar el papel que desempeñan en estos momentos las exportaciones mexicanas, por el sentido que les otorga la seguridad nacional del Norte. (22)

En el caso venezolano, como en el mexicano, se ha producido un cierto grado de diversificación de las exportaciones respecto a Estados Unidos. Desde principios de la década de los '70, una parte del crudo venezolano se destinaba ya a Europa Occidental.

El aumento de los precios del petróleo en los últimos años, particularmente en la segunda mitad de los '70, permitió que, aun habiéndose reducido 1 000 000 de barriles diarios las exportaciones venezolanas, los ingresos se duplicaran hasta alcanzar en 1980, 19 000 millones de dólares.

La misma tendencia se manifiesta en el caso ecuatoriano, que ha reducido sus exportaciones en la línea de la política de la OPEP, habiendo alcanzado, en 1980, 12000 millones de ingreso petrolero por concepto de exportaciones.

Tal como se ha señalado en el epígrafe anterior, el petróleo se ha convertido en un medio estratégico que procura no simplemente realizarse en el mercado internacional, sino ob tener determinadas ventajas. Es notoria la conducta de algunos países del Medio Oriente que intercambian petróleo por armas. En el caso peruano, se intercambia petróleo por préstamos de Japón, y se ha establecido un plan dirigido a incrementar las exportaciones de crudo, que constituyó ya en 1980 el primer renglón del comercio exterior del país. (23) Con este fin, el país, naturalmente, abre sus puertas a las corporaciones extranjeras, según veremos en el capítulo IV.

Un caso excéntrico en las exportaciones latinoamericanas lo constituye Brasil, que a pesar de depender de sus importaciones de petróleo crudo, ha incrementado intensamente en los últimos años la exportación de productos refinados, así como el consumo interno. Entre 1980 y 1981, estas exportaciones crecieron al 120% en su valor, alcanzando los 1200 millones de dólares. (24)

Como se señaló en el epígrafe acerca del financiamiento, las exportaciones de petróleo han influido de manera diferente en las economías latinoamericanas a como incidieron en las de los países de Medio Oriente en general. Así, las características del flujo financiero acarreado por la exportación petrolera han reforzado la ecuación de la deuda externa y de la inflación interna, produciendo una fuerte presión sobre la balanza en cuenta corriente, y provocando serias descompensaciones sectoriales que los Estados no han podido resolver de manera satisfactoria.

EXPLORACIÓN Y RESERVAS

En el análisis de la exploración y las reservas latinoamericanas enfrentamos el problema central del presente capítulo, concerniente a la hipótesis acerca de la importancia estratégica del petróleo latinoamericano existente bajo tierra.

Tal como se ha señalado en el capítulo anterior, las reservas son una función de la exploración, --la que a su vez se relaciona con las distintas operaciones que hemos venido analizando hasta ahora. No es casual que, de acuerdo con la tendencia señalada, en los años anteriores a la "crisis energética", las reservas probadas de crudo en América Latina hubieran declinado de 4 000 a 3 700 millones de metros cúbicos. (25)

A partir de esa fecha el nivel de la exploración se incrementó, de manera que aparecieron reservas en las selvas amazónicas del Ecuador, Perú, Colombia, en Trinidad y el Golfo de la Vela en Venezuela; posteriormente en las zonas de Chiapas y Tabasco en el sudeste de México; y hasta en el Estrecho de Magallanes y en otras zonas de la plataforma continental latinoamericana.

Este cambio en la tendencia de las exploraciones se expresa en un informe del Chase Manhattan Bank acerca de las condiciones para el desarrollo petrolero en América Latina. (26) En este informe se aprecian las "cualidades geológicas", las condiciones de "buen acceso a los mercados", las "ventajas financieras", así como el "clima político favorable" que respecto a otras áreas del mundo "adornan" a la región latinoamericana. Según este enfoque, a pesar de las dificultades para la explotación petrolera que plantean las selvas, montañas y zonas marítimas en las que se encuentra el petróleo latinoamericano, la situación provocada por la crisis energética en las economías de la región ha suavizado la poli-

RESERVA DE HIDROCARBUROS PROBADOS EN AMÉRICA LATINA

(hasta el primero de enero de 1978)

	Petróleo (miles de barriles)	(miles de millones de pies cúbicos)
Argentina	2,503 000	8,120
Barbados	1 000	-
Bolivia	350 000	5,000
Brasil	888 000	1,200
Chile	440 000	2,000
Colombia	960 000	6,360
Costa Rica	-	-
República Dominicana	-	-
Ecuador	1,640 000	5,000
El Salvador	-	-
Guatemala	16 000	-
Guyana	-	-
Haití	-	-
Honduras	-	-
Jamaica	-	-
México	14,000 000	30,000
Nicaragua	-	-
Panamá	-	-
Paraguay	-	-
Perú	730 000	1,300
Puerto Rico	-	-
Trinidad y Tobago	650 000	8,500
Uruguay	-	-
Venezuela	18,200 000	41,000
TOTAL	40,370 000	108,480

FUENTE: Oil and Gas Journal

tica hacia las empresas transnacionales; de manera que los gobiernos se encuentran en una actitud proclive a recurrir al capital extranjero para tratar de resolver la autosuficiencia en el petróleo crudo, que grava fuertemente las balanzas comerciales de nuestros países. Salvo contadas excepciones, las compañías paraestatales no han logrado hacer frente al problema de la autosuficiencia de crudo por sus propios medios. Esto ha conducido al incremento de la tasa de descubrimiento de reservas en América Latina en los últimos años, hasta tal punto que en 1979 se pronosticaba que este excedente potencial latinoamericano podría crear en los próximos años una situación de superávit en la oferta mundial. Se clasificaban dentro de los países con potencial exportable a países como México, Perú, Ecuador, Chile y Guatemala; países con un potencial emergente, los del área del Caribe; y aquellos capaces de resolver el problema del consumo interno, tales como Brasil y Argentina. (20)

Las reservas probadas de hidrocarburos a principios de 1978 contaban todavía a Venezuela, en primer lugar, seguida por México, Argentina y Ecuador. (28) Este cuadro ha sufrido algunas modificaciones en los últimos años; y el principal factor de esta transformación ha recaído --con excepción de México-- en las corporaciones extranjeras.

La suerte corrida por ECOPETROL, en Colombia, y por CEPE, en Ecuador, en sus escaramuzas con las corporaciones son elocuentes respecto a la dependencia creada en relación con ese capital transnacional. La "falta de estímulo al capital extranjero" que se imputaba a las políticas de estos países a fines de los '60 y en los '70, condujo a una situación crítica en la exploración, lo que llevó, a fines de la última década, a una efectiva disminución de su caudal de reservas, particularmente en las áreas de difícil acceso del oriente amazónico. Texaco, Mobil y otras corporaciones petroleras independientes "colaboran" desde entonces con las

empresas paraestatales en la búsqueda de nuevos campos y en el desarrollo de los ya conocidos, atraídas por las condiciones ventajosas de los programas de desarrollo y exploración petrolera, tanto desde el punto de vista financiero, como de la participación en la producción obtenida en el desarrollo de estos contratos-riesgos.

Otro ejemplo ilustre es el de Brasil, que en 1979 se había perforado relativamente poco --sólo el 4% del total de América Latina. (29) A partir de 1972, esta situación se modificó a través del expediente consistente en abrir las puertas a las empresas petroleras extranjeras a un nivel sin precedentes. PETROBRAS, que había controlado la prospección y explotación de petróleo brasileño, dio cabida al capital extranjero en la zona de la plataforma. Sobre la base de contratos-riesgos, las corporaciones costean la exploración y las ganancias futuras serán repartidas entre las compañías y el Estado, de acuerdo con ciertos términos. Brasil se ha convertido en el quinto país en tasa de perforación en el mundo, después de México, Argelia, Indonesia y Argentina. (30)

PETROPERU recorrió un camino similar, aunque con menos éxito, firmando contratos de la misma naturaleza con Occidental Petroleum, de Estados Unidos, así como con compañías inglesas y francesas. Finalmente, en 1978 Perú volvió a ser autosuficiente en materia de petróleo.

YPF, de Argentina, y ENAP, de Chile, por su parte, también han abierto la exploración en la plataforma continental a las corporaciones extranjeras, llegando a obtener algunos resultados en el Estrecho de Magallanes y el Canal de Beagle.

El área de Centroamérica y el Caribe --incluidos Belice, Guatemala, Puerto Rico, Honduras, Trinidad y Panamá--, ha sido también objeto de exploración en los últimos años.

Particularmente en Guatemala, los resultados han justificado una inversión considerable en un sistema de oleoductos que atraviesa el país, permitiendo extraer el petróleo de las zonas selváticas del país.

A partir de esta dinámica de la exploración, es posible comprender el desarrollo de las reservas en la región.

Las reservas probadas mexicanas, que son las mayores de América Latina en la actualidad, han pasado de 7 000 millones de barriles de crudo y condensado, en 1976, a 53 000 millones en 1981. Asimismo el gas natural en reserva, que en 1976 era de 22 billones de pies cúbicos, se reportó en 1981 a la altura de 83 billones. (34) Según el último informe disponible, de septiembre del 1981, las reservas totales incluyendo petróleo y gas, eran de 72 000 millones de barriles. (32)

Los campos de Chiapas y Tabasco, conocidos desde 1972, fueron puestos en explotación en 1977. El gran campo de la Reforma, que posee cien estructuras geológicas productivas y un grosor de 1 300 pies, resulta prácticamente el doble del campo de Prudhoe Bay, en Alaska, que tiene sólo 300 pies de espesor. La explotación en el Golfo de Campeche, que tiene 200 estructuras geológicas productivas, reúne condiciones favorables para la explotación en la plataforma, superiores a las del Mar del Norte (aunque contiene petróleo tipo maya, de una índole más pesada que el de La Reforma).

Se ha calculado que las reservas potenciales de esta enorme cuenca del sudeste de México alcanza los 200 000 millones de barriles. Debe tenerse en cuenta que además de la zona del Golfo de Campeche y de La Reforma, existen otras áreas en México con probabilidades de contener sedimentos importantes, como son Nuevo Laredo, Veracruz, Coahuila, Chihuahua, las llanuras centrales y la meseta de Chiapas.

EXXON y Atlantic Richfield han establecido que la capacidad productiva de México en 1978 era ya de 9,7 millones de barriles diarios. De acuerdo con este balance, teóricamente, México podría extraer 5 millones de barriles diarios durante 10 años, ya que por cada 10 000 millones de reserva es posible producir 1,7 millones de barriles. (33) Las compañías arriba mencionadas calculan que en 1992 México estaría en condiciones de producir 10 millones de barriles diarios. De acuerdo con un cálculo más prudente, los expertos establecen una producción de 5 millones de barriles para esa fecha. Según algunos, a fines de siglo, cuando Arabia Saudita haya sobrepasado su apogeo, México será el exportador más importante.

Todos estos cálculos conducen a pensar que a mediados de los '80 México suplirá el 30% de las importaciones norteamericanas, ocupando él solo la posición que en la actualidad corresponde a Argelia, Nigeria y Libia sumadas. Aunque todo esto se atribuye a la hazaña autosuficiente de PEMEX, según un informe sobre el petróleo latinoamericano elaborado por Petroleum Economist (34) en 1979, México recibiría ayuda técnica de las corporaciones norteamericanas para la exploración en su plataforma.

Las grandes reservas del petróleo venezolano se encuentran en la franja del Orinoco. Este gran yacimiento de petróleo pesado --entre 8° y 18° de densidad-- abarca una extensión de 700 x 70 km, en el cinturón del río Orinoco. Se calcula que existen allí entre 3 000 millones y 3 billones de barriles en forma de petróleos pesados y esquistos bituminosos, que requieren el desarrollo de plantas de mejoramiento de gradación, para procesarlos al nivel de los 28° API*.

(*) Escala de densidad del crudo establecida por el American Petroleum Institute (API), que aumenta de los más densos a los menos densos, según la variedad; el tipo de crudo patrón internacional que sirve de referencia para los precios corresponde al Ligero Árabe (Arabian Light) de 34°. (N. del A.)

El costo de producción de un barril de petróleo de esta calidad oscila entre los 12 y los 20 dólares, el doble del que se produce en el Mar del Norte. A pesar de todo, para 1985 se proyecta una producción de 500 000 barriles diarios de la zona del Orinoco. A este monto se añaden entre 10 y 40 000 millones de barriles de petróleo ligero que se estima existen en la plataforma continental de Venezuela. En los últimos años se ha calculado oficialmente que el total del petróleo existente comprobado asciende a una cifra entre 19,5 y 20,5 mil millones de barriles.

Tal como se ha indicado, las reservas del cuarto exportador latinoamericano, Ecuador, se han reducido en los últimos seis años, pasando de 1,4 mil millones de barriles a 1,1 mil millones en 1980. (35) Sin embargo, la intensificación de la exploración en la selva debe hacer subir este nivel en el futuro inmediato.

El resultado de esta aplicación intensiva de la exploración en el caso del Perú, ha elevado en los dos últimos años el nivel de las reservas conocidas, llegando el año pasado a 850 millones de barriles, la mayoría de los cuales --500 millones-- se encuentran en la selva. (36)

Las cuencas continentales de Argentina constituyen viejas reservas largamente explotadas. Las reservas más prometedoras en la actualidad se ubican en la plataforma submarina, fundamentalmente en el área del Estrecho de Magallanes, donde ya se han producido hallazgos importantes, aunque todavía no comerciales, teniendo en cuenta la dificultad que imponen los fuertes vientos y corrientes de agua, así como las bajas temperaturas imperantes. Lo mismo ocurre en la llamada cuenca de las Malvinas --Burwood Bank-- donde se estiman 8 000 millones de barriles en sedimentos. Esta cuenca también presenta las mismas dificultades de geografía y clima, además de la gran profundidad de los campos en esta

parte sur del Atlántico. Junto a las dificultades naturales, se encuentran los conflictos políticos, que opone Argentina a Chile, por la posesión del Canal de Beagle; y a la Gran Bretaña, con la que libró recientemente la trágica batalla de las Malvinas. En resumen, a fines de 1980 se calculaba oficialmente en 2 450 millones de barriles las reservas nacionales. Se considera, además, que con vista al consumo acumulado hasta el año 2000, el país requerirá una reserva adicional de 1 000 millones de barriles, que deberá encontrar por la vía de la exploración. (37)

La apertura brasileña a la exploración en la plataforma continental condujo al descubrimiento, en 1977, de reservas que alcanzan los 2 000 millones de barriles, la mitad de los cuales estaban en los fondos submarinos. Asimismo, las reservas de gas natural se estimaron en 1 400 billones de pies cúbicos. (38) Brasil posee una enorme reserva de esquistos bituminosos que no están en desarrollo, pero que se calculan como una de las mayores del hemisferio. La última cifra de reservas correspondiente a 1980 alcanza los 1 330 millones de barriles, ligeramente por encima del año anterior. (39)

Resulta difícil pensar en Brasil como un país completamente autosuficiente, teniendo en cuenta sus dimensiones, su grado de industrialización, su infraestructura y su tasa histórica de crecimiento, particularmente en los últimos años. Sin embargo, el comportamiento de la industria refinadora del Brasil es significativo, en cuanto a haber desarrollado una creciente capacidad de exportación, que se debe incrementar con el previsible aumento de la producción nacional.

Las zonas tradicionalmente conocidas de Bolivia en la explotación petrolera --la cuenca del Chaco, la zona de Santa Cruz y las zonas colindantes con el área amazónica, que confina con Perú, Ecuador y Colombia-- son las regiones donde se supone la existencia de reservas significativas.

Más que crudo en forma habitual, el país dispone de una relativa sobreabundancia de condensados; es decir, de gas natural licuado, así como de una reserva relativamente grande de gas natural. El crudo común se estima en 112 millones de barriles; el condensado no tiene estimadas sus reservas, las de gas actuales son de 4,3 billones de pies cúbicos. (40)

En el caso particular de Guatemala, resulta significativo el dato de que la zona de El Petén tiene una geología similar a la de la cuenca Chiapas-Tabasco. (41) Desde el punto de vista de la investigación sísmográfica, se trata de un área propicia, puesto que por ella cruza la falla existente entre Norteamérica y el Caribe, zona que los expertos consideran favorable para la existencia de petróleo. Las estimaciones del petróleo encontrado hasta el año pasado por las numerosas compañías que exploran el territorio guatemalteco calculaban que en la zona de Rubelsanto y Chinajas existían más de 46 millones de barriles. (42)

La zona del Caribe, como la de Centroamérica, constituye un objeto de interés permanente de la exploración petrolera, a pesar de que esto se menciona raramente en los análisis. Existen indicios que permiten vaticinar la posibilidad de grandes campos en las depresiones submarinas de las plataformas correspondientes a las Antillas Menores, en donde existirían reservas supergigantes, capaces de mantener campos productivos entre un millón y 100 000 barriles diarios. (43)

Según las evidencias reunidas hasta el momento, las zonas más prometedoras del Caribe son Trinidad y Barbados. En ambos países se ha producido un proceso de exploración y de desarrollo de las reservas existentes, que ha permitido incrementar los niveles de producción. En el caso de Trinidad, constituye de hecho ya un exportador importante. A pesar de la relativa declinación de las reservas de crudo --que en 1978 se estimaban en 650 millones de barriles-- Trinidad con

tituye en este momento una de las zonas más prometedoras para la explotación del gas natural. Se considera que los yacimientos en la plataforma submarina al sur de la isla contienen 12 billones de pies cúbicos probados, más de 4 billones probables y casi 2 billones posibles. Teniendo en cuenta el nivel de explotación existente hace unos años, esta es una dimensión casi indefinida para la vida de estas reservas. Como señalamos anteriormente, la asignación de una alta cuota de financiamiento para la explotación del gas trinitario es elocuente respecto a la importancia que se le adjudica. (44)

En el caso de las restantes zonas de la cuenca del Caribe, debe reiterarse que las corporaciones petroleras han explorado desde hace años particularmente en la plataforma submarina. Tal como muestran los mapas, es posible encontrar parceladas y asignadas a distintas corporaciones casi todas las zonas adyacentes a las plataformas continentales de Belice, Nicaragua, Bahamas, Jamaica, República Dominicana, etc. Es decir, que la prospección ha sido intensa y, sin duda alguna, debe haber estado orientada por datos en poder de las corporaciones, que permiten calificarlo de territorio favorable al hallazgo de posibles reservas. La inmediatez de grandes cuencas petrolíferas como son las que abarcan los campos de Chiapas y Tabasco, y los campos del norte de Venezuela, así como los propios hallazgos en la zona del Caribe, permiten otorgarle a esta área un alto índice de probabilidad en el desarrollo de reservas futuras.

Para finalizar, el gas latinoamericano en general constituye un ejemplo interesante para la reflexión. Según las cifras expuestas, las reservas de América Latina (6,2%) no sobrepasaban el 7% de las mediales, que poseía Estados Unidos, en 1981. Sin embargo, las enormes reservas norteamericanas tenían una vida de diez años, en contraste con el promedio de las reservas conocidas latinoamericanas, que se calculaba en 55 años (ver Tabla Producción de gas natural), para el total

de los países. Si a esto se añade que Estados Unidos importa gas argelino, se podrá apreciar sin necesidad de recurrir a un análisis, que este reservorio de gas cerca de Estados Unidos constituye por sí mismo un campo estratégico para los intereses del capital financiero norteamericano en el sector energético.

1. Aunque la tendencia global predominante desde la posguerra concentra el flujo de capital norteamericano hacia el mundo desarrollado, desfavoreciendo en general sectores como el petróleo, en los últimos años se aprecia, no obstante, un ascendente interés por ese sector, con un marcado énfasis en la región latinoamericana, por encima de cualquier otra --incluido el Medio Oriente y los países desarrollados. Este indicador refleja de manera fehaciente la significación estratégica del petróleo latinoamericano como función del interés del capital de Estados Unidos.
2. Lejos de ser un paliativo, en la dinámica del endeudamiento externo latinoamericano el sector petrolero constituye un resorte adicional, cuyo funcionamiento atañe no sólo al crecimiento de las empresas paraestatales, sino al papel de palanca del proceso inversionista que se le asigna, al nivel de la economía en su conjunto.
3. La recuperación en los niveles de producción petrolera regional en la última década ha sido desigual, por países. Por una parte, México, Argentina, Brasil, Colombia, Guatemala y Chile han incrementado sus cifras, mientras que Venezuela, Ecuador, Trinidad-Tobago, Perú y Bolivia han disminuido. Entre los factores que han marcado el aumento se encuentran:
 - a) la puesta en explotación de nuevas reservas y su utilización como eje del crecimiento económico;
 - b) el aumento de la demanda interna y su importancia en el incremento del producto industrial;

c) el alza en la inversión extranjera y la política de apertura que la ha hecho posible.

Entre los factores que han influido en la reducción, se hallan:

- a) la adhesión a la línea de la OPEP;
- b) el agotamiento de las reservas;
- c) la carencia de capital y de nuevas reservas

4. La refinación latinoamericana sigue, sustancialmente, en manos del capital financiero extranjero, particularmente del norteamericano. Resulta sobresaliente el peso estratégico, incluso a nivel mundial, de la Cuenca caribeña, en especial para el procesamiento y transporte del crudo regional y extrarregional, con destino al principal consumidor, los Estados Unidos, así como al mercado latinoamericano.
5. No sólo la política de la OPEP, sino su contrapartida, la contracción del mercado internacional, han tenido un impacto reductor sobre las exportaciones latinoamericanas, que siguen, por otra parte, básicamente concentradas en Estados Unidos.
6. En América Latina, la exploración ha sido una variable dependiente del financiamiento; a su vez, las reservas no son sino una función de la exploración. Por consiguiente la apertura al capital financiero, particularmente norteamericano, que han practicado los gobiernos latinoamericanos, ha incrementado los niveles de reservas en la región, a partir de 1973. Con sus diferentes matices nacionales, casi todos los países latinoamericanos han abierto espacio a las corporaciones para la ex-

ploración petrolera, sobre la base de contratos-riesgos, asegurándoles una participación ventajosa en la explotación futura de los campos descubiertos. El crudo latinoamericano ha aparecido preferentemente en el fondo del mar y las zonas selváticas, o bien en densidades o compuestos técnicamente problemáticos, lo que ha significado, primeramente, que los Estados no han podido hacerse cargo de su descubrimiento y explotación; en segundo término, se advierte que las corporaciones han aceptado ya la conveniencia de invertir en proyectos costosos, que permitan asegurar el negocio futuro. La alta tasa de exploración en varias zonas de la Cuenca ca ribeña --donde ya se encuentran las mayores reservas de la región: México y Venezuela-- la convierte en el principal foco de desarrollo de nuevas reservas en la región, tanto de crudo como de gas natural. Los grandes yacimientos de Tabasco y Campeche, el manto bituminoso del Orinoco y las plataformas insulares y continentales de la región garantizan la mayor y más segura fuente de abastecimiento energético para el mercado norteamericano en la perspectiva del año 2000. Por otra parte, los mayores mercados latinoamericanos, como son los de Brasil y Argentina, constituyen una fuerza de atracción adicional nada despreciable para la participación del capital financiero de Estados Unidos en el crecimiento de la industria petrolera regional.

NOTAS AL CAPITULO II

1. Tabla sobre la inversión directa en el exterior de E.U. en Dollars and Sense, dic. 1981, No. 72, p. 10.
2. Ver Gastos de Capital de las Compañías filiales de las corporaciones petroleras, 1975-1978. Fuente: US Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis. (En: Latin American & Caribbean Oil Report, 1979).
3. "Capital Expenditure of Majority Owned Foreign Affiliates of US Companies, 1982", Survey of Current Business, marzo 1982, p. 32.
4. Ibid.
5. Ibid.
6. Fuente: Bank of International Settlements. Cuadro Créditos y deudas con principales bancos. (En: Latin American & Caribbean Oil Report).
7. Petroleum Economist, vol. 48, 1981, p. 318.
8. Ibid. p. 302.
9. En el caso Venezuela, op. cit., p. 374.
10. Ibid. vol. XLVIII, 1981, p. 318.
11. Ibid.
12. Ibid.
13. Ibid. p. 53.

14. Ibid, p. 354.
15. Ibid, p. 6.
16. Ibid, p. 381.
17. Ibid, p. 336.
18. Teniendo en cuenta que la mayor parte del petróleo venezolano va hacia Estados Unidos, se ha requerido garantizar un dispositivo de refinación que permita procesarlo. Así, por ejemplo, una operación conjunta de capital brasileño, italiano y norteamericano construye una refinería de petróleo pesado venezolano en Texas.
19. Ibid, p. 302.
20. Los aspectos referentes al papel de las corporaciones extranjeras en el fomento de estos ductos, serán examinados en un próximo capítulo.
21. Ver "Movimientos del petróleo crudo latinoamericano", en: Latin America's energy situation, IAN, serie J, No. 21.
22. A pesar de que el año pasado, junto con los precios, cayó el nivel de las exportaciones hacia Estados Unidos y hacia otras regiones, México venderá en este quinquenio, con destino a la reserva estratégica de Estados Unidos, 24 millones de barriles de crudo, entregados a razón de 50 000 b/d entre el año actual y 1968, a un precio que se reajustará periódicamente. Petroleum Economist, Vol. XLVIII, 1981, p. 343, 410.
23. Ibid, p. 126, 83.
24. Ibid, p. 543.

25. Informe Económico Internacional del Presidente de E.U.
1975.
26. En Latin America & Caribbean Oil Report, 1979
27. Ibid.
28. Fuente: Oil and gas journal (citado en Latin America...)
29. B.F. Grossling, Latin America's petroleum prospects in the energy crisis, US Geological Survey Bulletin, 1411
30. Petroleum Economist, Vol. XLVIII, p. 448.
31. Ibid, p. 344, 1981.
32. Ibid, p. 410, 1981.
33. Ver "Special Survey of Mexico's Oil and gas potential".
Latin America... p. 140, 1979.
34. Latin America & Caribbean Oil Report, 1979.
35. Petroleum Economist, Vol. 48, p. 283, 1981.
36. Ibid, p. 507, 1981.
37. Ibid, p. 126, 1981.
38. Latin America & Caribbean Oil Report.
39. Petroleum Economist, Vol. XLVIII, p. 126, 1981.
40. Ibid, p. 381.
41. Latin America & Caribbean Oil Report, p. 98.

42. Petroleum Economist, Vol. XLVIII, 1981, p. 39.
43. Latin America & Caribbean Oil Report, p. 107.
44. Petroleum Economist, Vol. XLVIII, 1981, p. 302.

CAPÍTULO III

LAS IMPORTACIONES EN EL CIRCUITO DEL CONSUMO NORTEAMERICANO; ALGUNOS PROBLEMAS

La dependencia norteamericana en materias primas importadas ha sido abundantemente documentada en los estudios sobre el imperialismo (1). Resulta notorio el alto coeficiente de las importaciones de minerales estratégicos que requiere la economía norteamericana, desde el oro hasta el uranio, pasando por materiales básicos para el desarrollo de la industria moderna, como son el manganeso, la bauxita o el cobalto.

Según algunos expertos occidentales, en el caso del petróleo, el problema se ha agudizado por la existencia de un "cártel internacional del petróleo" (o sea, de la OPEP) capaz de manipular los precios y la oferta. Así, la amenaza de un embargo por parte de los países árabes dio lugar, a lo largo de la década del 70, a una serie de propuestas de política petrolera. La mayoría se agrupaba en dos enfoques esenciales. El primero consistía en diversificar la dependencia norteamericana respecto al petróleo importado. Esta propuesta partía de constatar el hecho alarmante de que, lejos de disminuir, el componente de petróleo proveniente de la OPEP --y particularmente del Medio Oriente--, se había incrementado en el monto total de las importaciones norteamericanas. La otra propuesta consistía en lograr que se elevara la oferta doméstica en los Estados Unidos. Esta se basaba en que, en lugar de aumentar, la producción nacional norteamericana en la década de los 70 había decrecido en relación con el consumo total.

Asumiendo por adelantado la cuota de simplismo que aparece en esta formulación seguidamente veremos algunos problemas que le son inherentes.

Dependencia de las importaciones

En el capítulo 1 se ha mostrado cómo las importaciones norteamericanas del Medio Oriente aumentaron a raíz de la guerra árabe-israelí de 1973. También se indicó que las importaciones provenientes de los países de la OPEP se habían concentrado más de lo que habían estado antes del embargo de ese año.

En efecto, en 1979 los Estados Unidos estaban importando ya un 60% más de petróleo de la OPEP que cinco años antes. Mientras en 1973 la composición del petróleo OPEP dentro del conjunto de las importaciones era de 25%, a fines de la década del 70 había alcanzado el 38% (2).

Es posible hacerse una idea del grado de rigor que la política petrolera norteamericana intentó poner en práctica para conjurar el peligro de "que la suerte de la economía mundial estuviera en manos de Arabia Saudita", cuando se observa que en época de Carter el Departamento de Energía planificaba que las importaciones totales para 1985 fueran nada menos que de 7 millones de barriles diarios (3). Pero veámos qué ocurrió en realidad a lo largo de la pasada década.

Entre el 70 y el 74 las importaciones netas se duplicaron en términos absolutos, pasando del 20 al 40% del consumo total. El año pico fue 1977, en que las importaciones fueron casi del 50% del total demandado. También para las importaciones de América Latina ese año constituyó un punto extremo aunque a la inversa, pues su peso en las importaciones netas norteamericanas fue el más bajo (27%). Aunque en 1980 las importaciones habían disminuido en términos absolutos, respecto a los años anteriores estas seguían constituyendo el 40% del consumo (4).

El peso del petróleo importado de América Latina en las importaciones netas a lo largo de la década se redujo en términos relativos, a partir de 1972-1973, en un rango del -40% (5). Sin embargo, desde 1978 el componente proveniente del Medio Oriente y el norte de África ha tenido un descenso, mientras que se manifiesta una tendencia, aún reducida, de aumento del componente latinoamericano.

En los últimos tres años las importaciones de crudo provenientes de Libia, Nigeria y Argelia --tres países que se ubican en una posición estratégica por la calidad de sus crudos--, han descendido en medio millón de barriles diarios, aunque siguen representando un 34-35% de las importaciones norteamericanas totales (1980). A pesar de que las importaciones originadas en estos países descendieron en un 20%, en 1981, los Estados Unidos siguen adquiriendo al menos el 30% de sus importaciones totales en países que, definitivamente, no son sus aliados y que están ubicados en otro hemisferio (6).

Paralelamente a esta tendencia, ha crecido en los últimos años la importancia de México y el Mar del Norte, que sumaron en 1980 el 15% de las importaciones norteamericanas, y en 1981 el 20% (7).

En el cuadro que refleja las importaciones latinoamericanas de los Estados Unidos, se aprecia un descenso en términos absolutos en el monto de las importaciones entre 1979 y 1981. Este descenso se relaciona, en primer lugar, con la caída en la demanda interna norteamericana, producto del aumento de precios que siguió al descontrol decretado bajo la Administración Carter (8); en segundo lugar, con la caída de las exportaciones de Venezuela, Perú y Ecuador en 1980. En 1981 se repitió esta baja generalizada en el nivel de las importaciones latinoamericanas, condicionada por el mencionado decrecimiento de la demanda en los Estados Unidos y

la restricción en las exportaciones, lo que implicó 100 000 barriles mexicanos menos, entre otras reducciones (9). Sin embargo, en términos globales puede apreciarse que la participación del petróleo latinoamericano se mantuvo constante con una ligera tendencia al alza, como ya se señaló. De este modo, según se observa en la tabla, México, con el 9,2% del total de las importaciones de los Estados Unidos, Venezuela, con el 4%, y Trinidad, con el 2,3%, siguen siendo los pilares de la participación latinoamericana en el comercio con los Estados Unidos.

ESTADOS UNIDOS: IMPORTACIONES DE CRUDO LATINOAMERICANO (B/D)

	1979	Posic. Global	1980	Posic. Global	1981	Posic. Global	% de total (81)
México	445864	6ª	530525	7ª	486328	3ª	10
Venezuela	364472	7ª	193722	8ª	193306	9ª	4
Trinidad	123847	12ª	119313	12ª	111370	12ª	2.3
Perú	44305	16ª	40398	13ª	29901	17ª	0.6
Ecuador	35417	19ª	22740	18ª	39400	15ª	0.8
TOTAL América La tina	1013965		906198		866305		
% del total	15%		16,77%		17,81%		

FUENTE: Calculado sobre datos de Petroleum Economist,
Vol. XLVIII, p. 102-516.

La recomposición del orden de los países latinoamericanos en la lista de las importaciones norteamericanas en los últimos años contiene otras variaciones interesantes. El año pasado la posición de México ha subido del sexto al cuarto lugar; Venezuela y Perú han pasado a posiciones más bajas, en el octavo y decimoséptimo lugares respectivamente; mientras que en los últimos años Ecuador ha ido mejorando su

posición hasta ocupar el decimoquinto lugar actualmente. Como se observa en la tabla, el escaño de Trinidad se ha mantenido constante.

En resumen, en 1981 las importaciones totales de los Estados Unidos se redujeron a 4,8 millones de barriles diarios de crudo y el consumo a 15,8 millones de barriles diarios, aunque su cuenta de crudo solamente se elevó a 170 millones de dólares diarios; o sea, más de 60 mil millones en el año. Por lo que se ha podido apreciar hasta aquí, teniendo en cuenta el límite de elasticidad del consumo y la reducción abrupta de algunos suministradores de Africa que tienen una significación estratégica para la demanda norteamericana, las importaciones provenientes de América Latina --expresadas en ese 17% del total--, parecen potenciar su valor como suministradores eficaces, capaces de garantizar precisamente ese límite de la demanda que resulta vital para la seguridad nacional de los Estados Unidos.

Pero veamos el otro término de la ecuación.

Producción y refinación

La producción doméstica norteamericana se redujo en 1981 al 1%, alcanzando 9,3 millones de barriles diarios, lo que también se atribuye al efecto de la contracción de la demanda. Sin embargo, de acuerdo con los expertos como Lichtblau, Levy y Adelman --que aconsejaron la liberalización de los precios internos--, aquella iba a producir una reducción del consumo, lo que daría lugar a cierta producción adicional y, por consiguiente, a más dinero para efectuar la recuperación secundaria y terciaria del petróleo (10).

Si bien la contracción del mercado norteamericano sí produjo, al menos en el corto plazo, un descenso del nivel de -

producción doméstica, este factor no operó de la misma manera para los casos de los principales productores latinoamericanos. Los incrementos en las producciones de México (12,4%), Venezuela (1,9%), Colombia (7,5%), Guatemala (20%), Argentina (1,2%), Brasil (17,5%) y Chile (15,4%), así lo atestiguan. Utilizando la terminología de aquel Proyecto Independencia que lanzara la Administración Nixon, podría decirse que si bien no se ha garantizado la seguridad de la oferta, por el mero hecho de que los precios se hayan liberalizado internamente, tampoco esto ha provocado la autosuficiencia energética en la producción doméstica.

El gobierno de Reagan se ha visto impelido a aprobar una serie de facilidades fiscales para el desarrollo del oleoducto de Alaska, que había sufrido limitaciones legislativas en el período de Carter. Estas medidas atañen a los principales inversionistas EXXON, ARCO, BP y SOHIO y tienen como objetivo tratar de elevar el nivel de extracción de la mayor reserva doméstica conocida en la actualidad.

Precisamente, el examen de la explotación del petróleo de Alaska nos puede permitir ilustrar con un ejemplo significativo algunas de las dificultades que confronta la explotación doméstica en los Estados Unidos.

A partir de 1979 se inició la caída del nivel de participación de los mejores inversionistas y, en muchos casos, al abandono de lo que en su momento fue tenido como el "Golfo Pérsico del Norte". Según Exxon, se requeriría un campo con reservas de 500 a 1000 millones de barriles para justificar el costo de producción en el estado de Alaska, mientras que en la plataforma del Golfo de México, a pesar de los requerimientos de la tecnología submarina, bastaría con una reserva de 10 millones de barriles. Según Sohio, otro de los socios implicados en el desarrollo del North Slope de Alaska, se requeriría un campo de 2 000 millones de barri-

les para que este produjera con un nivel de rentabilidad; tal campo no existe en el resto del territorio de los Estados Unidos (11).

Si hacemos el análisis detallado de la composición del precio del barril de petróleo de Alaska, podemos advertir algunas de las causas que inciden en la renuncia --o, al menos, la falta de entusiasmo--, demostrada por las compañías para hacerse cargo de la explotación de Proudhoe Bay hace tres años. Considerando el precio en la boca del pozo, tenemos que se compone de la siguiente manera:

Operación y depreciación	impuesto estatal	impuesto federal	ganancia en el proceso produc.
20%	31%	22%	26%

Por una parte, aquí se puede apreciar el gravamen fiscal que significa la explotación del petróleo en territorio norteamericano, en comparación con el impacto que este factor tiene en el costo de producción en el extranjero, particularmente en los países subdesarrollados. Por otra, se observa que aun en esas condiciones la ganancia de la compañía alcanza un 25% del precio de venta del barril en la boca del pozo.

Si analizamos por separado el segmento de la transportación desde este punto hasta el mercado, nos encontramos con la siguiente configuración. El 64% del precio total de transporte viene dado por la operación y los impuestos a la utilización del oleoducto que traslada el crudo hasta el puerto de embarque. El factor fiscal, en este caso, es del 30%, incluidas las contribuciones estatales y federales. El servicio de transporte por el tanquero significa un 20% más del costo. Y, finalmente, la ganancia de la compañía sobre este segmento de la producción se establece en un 16%, lo cual también constituye una cifra relativamente considerable.

Según el balance final, el costo de producción y transportación cubre el 43% del precio, repartido de la siguiente manera (12):

Producción	oleoducto	tanquero	impuesto estatal y federal	Ganancia total
9%	22%	12%	30%	20%

No obstante, además de la posible manipulación en la presentación de estas cifras por parte de las compañías, hay una implicación que resulta evidente en las propias cifras. Esta viene dada por el componente real del transporte como parte del precio. Si se descontara el flete hasta la costa de California solamente, en lugar de incluir la costa Este de los Estados Unidos, la ganancia de la compañía sería mayor, puesto que el flete a la costa Oeste es de menor cuantía. La ganancia de la compañía sería, por consiguiente, el 20% del precio --no el 20%--, para el petróleo que se vendiera en la costa Oeste. Y, precisamente, la mitad del petróleo que se produce en Alaska se vende en California.

Este análisis de caso nos permite apreciar varios elementos significativos de la economía petrolera norteamericana. El primero de ellos es que las grandes corporaciones petroleras que invierten en Alaska no sólo manipulan las cifras como para mostrar que no están haciendo buen negocio, sino que incluso son capaces de mostrar una ganancia del 25% en el precio como algo admisible para el consumidor --aunque cuidándose de hacer recaer la responsabilidad del alto precio de mercado en la política fiscal rigurosa del gobierno federal y del estatal. En segundo lugar se advierte el peso que tiene el transporte en el mantenimiento de ese alto precio, incluso en el propio territorio norteamericano, desde las áreas superavitarias a las áreas deficitarias. Por último es conveniente observar también el peso importante que tiene el Canal de Panamá y su valor estratégico como parte de la región latinoamericana en el aseguramiento del transporte del petróleo de una costa a otra de los Estados Unidos.

Es decir, que a pesar de las adversas condiciones de extracción del petróleo en Alaska, del encarecimiento de la mano de obra, de las leyes federales y estatales que gravan la producción, etc, la ganancia de las corporaciones es alta, y se apoya sólidamente en el control que ejerce, desde la producción misma a nivel del pozo, hasta la entrega en el mercado. No es por gusto que la integración vertical constituye el eje de ese control.

Según Blair (13), el 75% del crudo producido en los Estados Unidos llega a las refinерías a través de oleoductos, el 17% por vía de tanqueros y el 8% en camiones. Los oleoductos están controlados también, como en el caso de Alaska, por las grandes petroleras y resultan vitales para el segmento más rentable de la industria, la refinación. No en balde la reducción en el uso de la capacidad de refinación norteamericana que se registró en la década de los 70 resulta injustificable por la carencia de capital, ya que mientras esta contracción se ha producido en el terreno doméstico, en el exterior las propias corporaciones han ampliado sus plantas refinadoras (14). Si por lo demás, las compañías hubieran tenido carencia de capital en los años 60 y 70 --en que la inversión en refinерías se redujo--, no se hubiera producido el boom de la industria petroquímica, en donde la inversión de esas propias corporaciones se triplicó e incluso llegó a alcanzar casi el nivel de la propia inversión en la rama extractiva. Pero, naturalmente, las corporaciones han preferido refinar en el exterior, por las limitaciones que la legislación estadounidense de conservación del medio ambiente han establecido sobre la industria, lo que se ha traducido en una elevación de los costos de producción.

Ahora bien, si volvemos al fenómeno de la refinación misma y a los mecanismos de captación de ganancias de las corporaciones, podemos hacer otro análisis tomando como base las

cifras hechas públicas por las corporaciones --con las reservas ya mencionadas--, para observar lo que le ocurre a un barril de petróleo desde su producción en los campos del Medio Oriente hasta su consumo en forma de productos en el mercado norteamericano.

Tomando como referencia nuevamente los datos del mercado en 1979 tal como aparecen desglosados en la revista Time, (15) vemos en primera instancia que una fotografía del precio re fleja que el 2% está compuesto por el costo de extracción y bombeo del crudo en el puerto de embarque, el 3% por el trans porte y la ganancia, mientras que el 90% está compuesto por el impuesto de la OPEP.

Este cuadro --que coloca a los gobiernos de la OPEP como las "bestias negras" del alza de los precios--, incluye sin embargo un pago adicional, correspondiente al subsidio para equilibrar el petróleo exterior y el doméstico, que ha soli do pagarle el Estado norteamericano a las corporaciones importadoras, los llamados entiles. Estos constituían un 9,5% del precio, en beneficio de las corporaciones, lo que permitía reducir su precio efectivo en el mercado.

Ahora bien, a partir del momento de entrada del petróleo crudo en los Estados Unidos, ¿qué ocurría con ese barril importado del Medio Oriente? Al convertirse en combustible de calefacción, el salto en su precio alcanzaba una ta sa del 40%. Cuando ese combustible se vendía a precio minorista a la población, se le aumentaba un 30% más. Por otra parte, al convertir el barril en gasolina su precio da ba un salto del 50% al venderse a los comerciantes minoristas. Por concepto de impuestos federales y estatales se incrementaba en un 24% más. Y, finalmente, por el valor que le agregaba la manipulación en la bomba de gasolina se le añadía un 14% adicional, hasta alcanzar el precio que te nía que pagar el automovilista norteamericano por utilizarla.

Toda esta multiplicación significa en su conjunto lo siguiente, desde el punto de vista de las utilidades de la compañía: un barril de crudo (42 gal.) proveniente del Medio Oriente al convertirse en gasolina (20 gal.) y combustible de calefacción (20 gal.), al realizarse en el mercado norteamericano, tiene un precio cien veces superior al costo de esa misma porción del barril que significa la gasolina y el combustible de calefacción, el 72%, en el puerto de embarque en el Medio Oriente.

Si se descuenta el componente del precio que ocasiona el impuesto OPEP, que produce un aumento de 49 veces en el costo en puerto de embarque, así como el impuesto con que los Estados Unidos gravan la gasolina, todavía el incremento de esa porción del barril que se convierte en combustible y gasolina a cuenta del monopolio es de 42 veces.

Esto es lo que ocurre con el 72% del barril de petróleo crudo que se convierte en gasolina y en combustible de calefacción. Ahora bien, a esto debe añadirse que el 28% restante del barril se deriva, en parte, en la rama petroquímica, lo que incrementa aún más la ganancia a cuenta del precio del barril original.

Estos números resultan elocuentes acerca del verdadero significado de la integración vertical, de su papel en la conformación de la ganancia monopolística y, por último, del peso real del control que desde los campos petroleros hasta las bombas de gasolina pueden ejercer y ejercen, en efecto, las corporaciones petroleras.

Es así que a pesar del descontrol de los precios domésticos, las compañías refinadoras se resisten a procesar petróleo por encima de cierto nivel, debido supuestamente al descenso en la demanda interna, causado por el propio descontrol (16). Esto ha significado, por tanto, que a pesar de la me-

dida del descontrol de los precios, tan aconsejada a lo largo de los últimos años por los expertos, la refinación de crudo pesado sigue virtualmente congelada, así como el nivel de las importaciones de crudos ligeros y dulces.

Según todo parece indicar, el conducto del petróleo desde los campos de los países subdesarrollados, hasta el consumidor norteamericano, no se estrecha precisamente en los accesos al Golfo Pérsico o en las rutas marítimas que deben guardar los medios de seguridad norteamericanos para garantizar el suministro permanente de petróleo a Occidente, sino que radica precisamente en la garganta de las empresas transnacionales.

Las reservas

Hemos visto en capítulos anteriores cómo el nivel de la exploración en la industria del petróleo descendió en los años 50 y 60, como resultado de las restricciones sobre la producción y la conservación de las reservas conocidas, a tenor de la política de las transnacionales.

Entre 1950 y 1956 la perforación exploratoria en los Estados Unidos creció en el 60%. Sin embargo, entre esta última fecha y 1960 decreció un 30%. Esta tendencia se mantuvo constante hasta llegar a la víspera de la crisis energética (1971), en que se perforaron en los Estados Unidos sólo el 70% de los pozos que se habían perforado en 1950 (17).

Este pobre nivel de actividad repercutió en las reservas domésticas, de manera que entre 1956 y 1965 se mantuvieron constantes en los 30 000 millones de barriles de crudo.

Como es notorio, a lo largo de la década de los 70 las reservas norteamericanas disminuyeron, a pesar de los descubrimientos de Alaska y de la política de reserva estratégica.

En cuanto a Alaska, se estima incluso que existen 30 000 millones de barriles que no han sido descubiertos, lo que significaría más de un tercio del total nacional estimado, así como 76 billones de pies cúbicos de gas; o sea, el 16% del total nacional. Las reservas comprobadas de gas en Prudhoe Bay, por ejemplo, ascienden a 27 billones de pies cúbicos de gas, pero no se han explotado por "falta de financiamiento" (18).

Este dato reafirma el síndrome de la explotación en Alaska, ya examinado anteriormente en este capítulo. Aunque cuando es ta es la principal reserva, existen otras, tales como la franja occidental que va desde Alaska hasta México, la franja oriental, en la región de los Apalaches, y la cuenca de Williston, en las Montañas Rocosas, que es la última zona en haber atraído a los perforadores petroleros en los Estados Unidos.

Por otra parte, a pesar de la intensa campaña dirigida a le ventar una conciencia cívica respecto a las llamadas reservas estratégicas, --particularmente durante la Administración Carter--, en realidad este aparatoso despliegue ha teni do resultados irrelevantes desde el punto de vista práctico.

En 1979 la reserva que debía contener, según lo planificado, 1000 millones de barriles de crudo, alcanzaba sólo 70 millones, lo que era el equivalente aproximadamente a diez días de importaciones.

La reducción del suministro petrolero iraní, y luego su interrupción, así como la guerra entre Iraq e Irán, crearon una verdadera manía oficial respecto a la amenaza de una in terrupción del suministro proveniente del Medio Oriente. - Aunque cuando en 1980 se registró una cifra record en el stock petrolero en manos de los Estados Unidos, al nivel de 1300 millones de barriles, lo cierto es que sólo una tercera par

te de este total logísticamente calculado estaba disponible para los consumidores, ya que el resto correspondía a la ubicación de petróleo de propiedad norteamericana en distintos lugares del mundo --tanqueros, oleoductos, etc. En la práctica, esto significaba que de producirse una interrupción real del suministro petrolero a los Estados Unidos, las posibilidades de hacerle frente no pasaban de los dos o tres meses, sin que sobreviniera la temida debacle petrolera (19).

La serie de las reservas en los últimos años es como sigue:
(20)

	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	(Miles de Millones de barriles/trillones de pies cúbicos de gas)
crudo	27,8	27	29,8	
gas	200	194,9	199	

La conclusión parcial a que nos conduce el recorrido por las propuestas de "salvación nacional" enunciadas en el inicio de este capítulo resulta bien simple. Ni las importaciones provenientes de zonas estratégicas --el Medio Oriente, América Latina--, ni el nivel de la producción, la exploración o las reservas domésticas, constituyen variables independientes en la ecuación del consumo petrolero norteamericano. Sin pretender anular con ello el papel de la política económica como instrumento de intervención del Estado en el proceso productivo, resulta claro que es el sector privado el que posee el capital, el aparato organizativo y, en definitiva, el control que se requiere para garantizar tanto el abastecimiento externo, como la oferta interna, que permiten hacer funcionar el circuito petrolero norteamericano.

Sobre este control trataremos en el próximo capítulo.

NOTAS AL CAPÍTULO III

1. Cf. V. I. Lenin, Op. cit.; Harry Magdoff "La era del imperialismo, En: Pensamiento Crítico No. 29, junio, 1969; V. Perlo, El imperialismo norteamericano, Ed. - Política, 1964; desde una perspectiva distinta, puede consultarse Raw materials and foreign policy, International Economic Studies Institute, Westview Press, USA 1976.
2. Business Week, marzo 1979, p. 61.
3. National Energy Plan, 1978, p. 59.
4. BP Statistical Review of the world Oil Industry.
5. Ibid.
6. Petroleum Economist, Vol. XLVIII, 1981, p. 101.
7. Ibid. p. 102.
8. Ibid. p. 260.
9. En 1981, el gobierno mexicano estableció un tope de 733,000 b/d a las exportaciones a Estados Unidos (Ibid. p. 260).
10. Business Week, marzo 12, 1979, p. 29.
11. Business Week, febrero 26, 1979, p. 76.
12. cálculos basados en cifras de Business Week febrero, 26, 1979, p. 76-77.
13. John Blair, The control of Oil, p. 137.

14. Op. cit. p. 134.
15. Time, 5/VII, p. 43.
16. Petroleum Economist, Vol, XLVIII, 1981, p. 399.
17. Ibid, p. 289.
18. Business Week, marzo 12, 1979, p. 74.
19. US News & World Report, oct. 6, 1980, p. 29.
20. Fuente: American Petroleum Institute, cit. en Petroleum Economist, XLVIII, 1980, p. 290; y en el vol. XLIX, p.65 82.

en este sentido, los resultados muestran la acción del sistema de los países del exterior, con sus respectivos movimientos de capitales, y la del nivel de actividad económica mundial, en particular del capital extranjero en los países en desarrollo.

Esta evidencia es consistente con los resultados obtenidos en los trabajos de investigación sobre el flujo de capitales extranjeros, del capital extranjero, del comercio internacional y la inversión extranjera en general.

Este libro y el resto de trabajos publicados en las siguientes páginas.

CAPÍTULO IV

El capítulo IV trata de los grupos petroleros y su conexión latinoamericana.

LOS GRUPOS PETROLEROS Y

LA CONEXIÓN LATINOAMERICANA

El capítulo IV trata de los grupos petroleros y su conexión latinoamericana. El capítulo IV trata de los grupos petroleros y su conexión latinoamericana.

El capítulo IV trata de los grupos petroleros y su conexión latinoamericana. El capítulo IV trata de los grupos petroleros y su conexión latinoamericana.

El capítulo IV trata de los grupos petroleros y su conexión latinoamericana. El capítulo IV trata de los grupos petroleros y su conexión latinoamericana.

En este capítulo pretendemos estudiar la conexión existente entre las mayores corporaciones petroleras norteamericanas y la industria en América Latina, dentro del marco estructural del capital financiero de los Estados Unidos.

Este conjunto de elementos que son las corporaciones se suelen presentar como piezas sueltas dentro del universo del capital (1), así como dentro del sector petrolero y la rama energética en general.

Aquí vamos a tratar de indagar justamente en las siguientes direcciones:

1. ¿Qué intereses financieros actúan a través de las principales corporaciones petroleras, interconectándolas al esquema de los grandes grupos norteamericanos?
2. ¿En qué medida estas corporaciones se proyectan sobre América Latina, y a su vez, qué conexión financiera establecen hacia atrás, desde la industria petrolera latinoamericana hasta aquellos grandes grupos de los Estados Unidos?

Este análisis resulta clave para profundizar en la cuestión implicada en los anteriores capítulos, respecto a cómo se realiza el control del petróleo que abastece a la economía norteamericana, al nivel doméstico e internacional, particularmente desde América Latina.

Tal como se ha demostrado en el capítulo anterior, en la medida en que la producción doméstica --y sobre todo, la refinación y comercialización--, están en manos de las mismas compañías que extraen el crudo del exterior, un nivel

más bajo de precios de este no se traduce necesariamente en una rebaja de los precios a los consumidores.

En efecto, el problema se torna más amplio cuando se le examina dentro del marco del control mayor que ejercen los grupos financieros. Así, esa conexión energética, a través de la cual se ligan los planos doméstico y externo, constituye un caso particular en un universo que abarca al conjunto de las relaciones de poder de los Estados Unidos, incluidas las que mantienen con América Latina.

La concentración en la industria petrolera norteamericana

El estudio de la concentración monopolística en la industria petrolera de los Estados Unidos no constituye un ejercicio de análisis económico long court. Ya resulta obvio que la concentración del control sobre las reservas, la producción, la refinación, el transporte y la comercialización es inversamente proporcional a las opciones de política estatal. Esto se refuerza para el caso de los Estados Unidos, por algunas razones que examinaremos brevemente a continuación.

A pesar de las leyes anti-trust (aunque quizás fuera mejor decir a favor) la legislación norteamericana provee las disposiciones y ventajas para perpetuar la concentración de la propiedad. Un ejemplo elemental lo constituye la propiedad del suelo --que incluye también al subsuelo, y por consiguiente consagra el dominio privado sobre las reservas petroleras domésticas. Pero incluso en el propio campo de la legislación antimonopolística, hay numerosas brechas a través de las cuales se refuerza el control. Se supone que las corporaciones petroleras no pueden tener directivos comunes; sin embargo, sí pueden tener accionistas, firmas legales y, sobre todo, bancos comunes. O sea, que la presencia de representantes de diversas corporaciones petroleras en las jun

tas directivas de los grandes bancos comerciales e inversionistas de los Estados Unidos constituye un hecho cotidiano, lo que funciona como un medio de coordinación efectivo entre las distintas firmas.

Otra forma fundamental de coordinación que escapa a la ley --y que integra la mecánica normal de la industria--, son las operaciones conjuntas, que en las distintas fases del proceso tienen un valor equivalente al de la interconexión de directivos, en cuanto constituyen acuerdos entre corporaciones independientes. La interrelación que se establece a través de estas operaciones conjuntas reduce las decisiones individuales, particularmente en lo que concierne al control de reservas externas, oleoductos y operaciones en la plataforma (2). Esto se puede apreciar particularmente en el análisis de la explotación del petróleo latinoamericano, en los casos nacionales examinados; e.g. las exploraciones desarrolladas en las plataformas de Brasil y el Cono Sur, así como en las selvas amazónicas y guatemaltecas; los oleoductos a través de los Andes y de Centroamérica; y podríamos añadir, además, la operación del complejo de transporte instalado en la cuenca del Caribe.

En términos convencionales, la concentración industrial se mide en los Estados Unidos a partir del total que controlan las cuatro empresas mayores. Desde este punto de vista, la concentración en la industria petrolera está por debajo de la que corresponde a otros sectores, como el automóvil o el acero. Según se ha mencionado --y como se demostrará en mayor medida a lo largo de este capítulo--, otros factores --"no convencionales" refuerzan y consolidan el control monopolístico sobre esta rama estratégica. No obstante, si se considerara sólo el dominio directo de las principales corporaciones, también se podría afirmar que la monopolización --constituye un proceso creciente a lo largo de las últimas décadas. De acuerdo con un informe de la Comisión Federal de Comercio, de 1973, en los veinte años previos al estalli

do de la "crisis energética", las reservas bajo control de las seis mayores pasaron del 30% al 50%; la producción, del 30% al 40%; y la refinación llegó a sobrepasar el 50%.

Por último, los arreglos entre las corporaciones mayores y menores constituyen también formas de violación de la competencia, por decirlo así, que aprietan las tuercas de la estructura monopolística. Un ejemplo sería el intercambio por el cual las grandes suministran crudo a las independientes que carecen de suficientes fuentes propias, a cambio de productos refinados por éstas.

Este proceso de concentración acelerada de los monopolios petroleros sólo se puede explicar sobre la base de la alta cuota de ganancia que son capaces de extraer de su inversión. Y esa cuota de ganancia ha dado lugar a una gran concentración de capital en poder de las compañías. Atendiendo a este aspecto, es posible identificar, según un criterio científico, cuáles son las corporaciones que representan la mayor concentración de capital, cómo se ordenan jerárquicamente y en qué escala lo hacen.

A continuación examinaremos los resultados de un análisis empírico sobre las quinientas mayores corporaciones norteamericanas en 1980, particularmente las que total o parcialmente se inscriben en el sector energético.

Se ha elaborado una selección de veinte compañías consideradas las mayores, según un indicador de concentración de capital que se explica en las notas de este capítulo (3).

LAS 20 MAYORES CORPORACIONES PETROLERAS EN ESTADOS UNIDOS

<u>Corporación</u>	<u>Coficiente de tamaño (CT)</u>	<u>Intervalo (CT²/CT³)</u>
1. EXXON	0.24157	3.3
2. Mobil Oil	0.07344	1.4

3. Texaco	0,05084	1,5
4. Standard Oil de California	0,03409	1,2
5. Gulf Oil	0,02901	1,1
6. Standard Oil de Indiana (AMOCO)	0,02648	1,2
7. Shell	0,02114	1,2
8. Atlantic Richfield Co. (ARCO)	0,01727	1,6
9. Tenneco	0,01094	1,1
10. Standard Oil de Ohio	0,00967	1,2
11. Conoco	0,00821	1,2
12. Phillips Petroleum	0,00709	1,3
13. Sun Oil	0,00551	1,1
14. Union Oil	0,00512	1,5
15. Occidental Petroleum	0,00335	1,0
16. Getty Oil	0,00332	1,4
17. Amerada Hess	0,00242	1,2
18. Cities Services	0,00202	1,2
19. Marathon Oil	0,00175	1,1
20. Ashland Oil	0,00154	

FUENTE: Elaborado a partir de datos de Fortune, sobre las 500 mayores en 1980. Las principales modificaciones introducidas en este cuadro hasta 1982 son las siguientes: Conoco fue adquirida por E. I. Dupont de Nemours (1981), Marathon por U. S. Steel (1982) y Cities Service por Occidental Petroleum (1982).

En el cuadro anterior se distinguen tres grandes grupos. El primero separa a Exxon, colocándola ampliamente por encima de las restantes. El segundo separa a las siete compañías siguientes de las demás, incluyendo a Amoco, Shell y Arco, dentro del conjunto superior de las mayores. El tercero incluye a las corporaciones restantes, separadas definitivamente de la siguiente corporación petrolera, la 21.

El segundo grupo se divide, a su vez, en dos subgrupos: el que incluye a Mobil y Texaco --los dos gigantes que siguen a Exxon-- y el de las cinco restantes.

El último grupo también se divide en dos: uno que incluye a las llamadas medianas, compuesto por seis corporaciones que abarcan hasta Union Oil de California; y otro, el de las menores o "independientes", que está constituido por las restantes seis, desde Occidental hasta Ashland.

Esta categorización que hemos establecido empíricamente coincide con la concepción de algunos autores, según los cuales (4) una estructura tricotómica describe con mayor precisión la composición real de la industria en el plano doméstico --mayores, medianas y menores-- que la conocida división dicotómica internacional --grandes e independientes. Según esto, a las menores domésticas correspondería la condición de no integradas; es decir, serían aquellas que no han completado el control vertical sobre las distintas fases de la industria, desde la producción hasta la comercialización de productos.

Además de proporcionar una medida objetiva de identificación por categorías, esta subdivisión permite tener una base para plantear los encadenamientos que se pueden observar entre las diversas corporaciones, así como la diferente "personalidad" que les es atribuida.

Al respecto, resulta útil nuevamente tomar en consideración la dinámica de ganancias que presentan estas corporaciones.

Con el descontrol de los precios en los Estados Unidos, en 1980, la ganancia de las compañías creció en un 43%, y con su participación en el Mar del Norte aumentó en ese año en un 25%. En el caso de "las mayores", a nivel global, el incremento de ganancia provino de las ventas de crudo y de gas norteamericano y extranjero, más que de la petroquímica directamente controlada por éstas, que se vio afectada por la recesión. "Las menores" obtuvieron sus mayores beneficios ese año, precisamente de la explotación del petróleo

de Alaska (5). Ahora bien, en 1981 la tasa de ganancias no tuvo un crecimiento tan elevado, como resultado de un decrecimiento en la tasa de ingresos. En relación con el año anterior, las tasas fueron menores (primer trimestre) en el 12%, para las mayores; y en el 17% para las medianas. Las menores también tuvieron menores tasas que en 1980. Las fases afectadas por esta reducción relativa fueron la refinación y la comercialización, a causa también del decrecimiento en la demanda que ya se apuntó anteriormente.

De esto se pudiera concluir que si bien las mayores cubren un espectro más amplio, por estar integradas y diversificadas en actividades conexas con el comercio de combustible propiamente dicho, por esta misma razón están más expuestas a sufrir pérdidas --i.e., a no poder mantener una tasa de ganancia creciente--, que las "menores", cuya actividad se encuentra relativamente segmentada.

Por otra parte, esta rentabilidad de las "menores" las convierte en objetivos de los grandes bancos y de sus grupos, con lo que se presenta, con frecuencia creciente, una contienda entre supermonopolios por adquirir estas corporaciones petroleras. Como veremos a continuación, esta dinámica de uniones y adquisiciones ha producido algunas modificaciones en la estructura clásica del control petrolero.

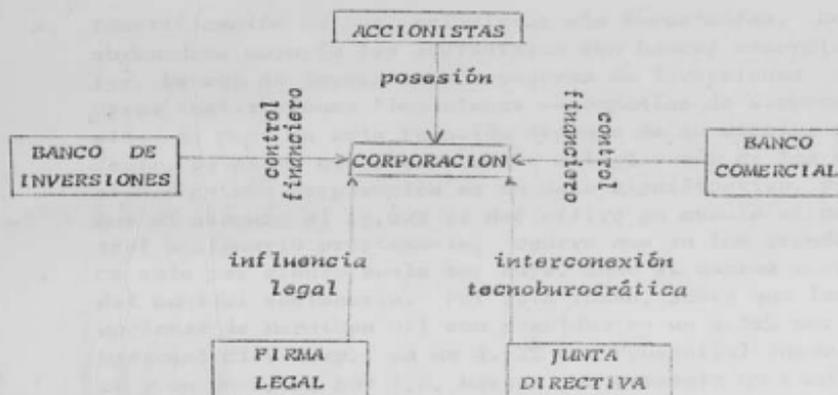
Las corporaciones petroleras norteamericanas y los grupos financieros

El planteo básico de esta relación se estableció ya en la introducción de este trabajo.

La metodología empleada se basa en caracterizar el control como una función compleja de cuatro variables. La primera es la de la propiedad, definida por la participación de los

cinco primeros accionistas de la compañía; la segunda es la del control financiero, a partir de la identificación del banco comercial y del banco de inversiones; la tercera es la de la influencia legal, determinada por el vínculo con una firma legal dada; la cuarta es la tecnoburocrática, establecida a través de las interconexiones de directorios en tre compañías.

Las que hemos considerado primordiales han sido las dos primeras, aunque se ha tratado de tenerlas en cuenta simultáneamente para formular una hipótesis de pertenencia o relación con los grupos financieros, ya identificados por Perlo y Monshikov (5).



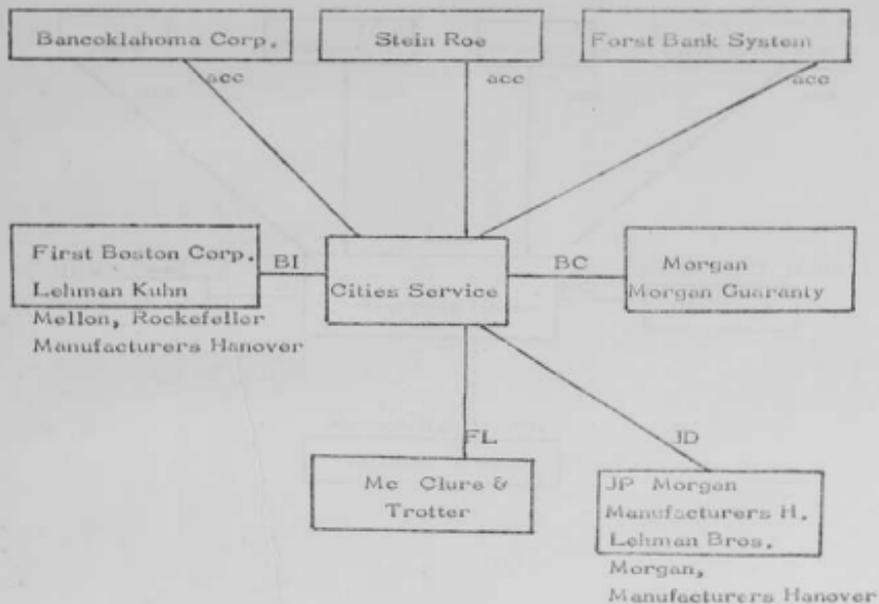
La aplicación de este esquema a un caso determinado se basa en los siguientes presupuestos:

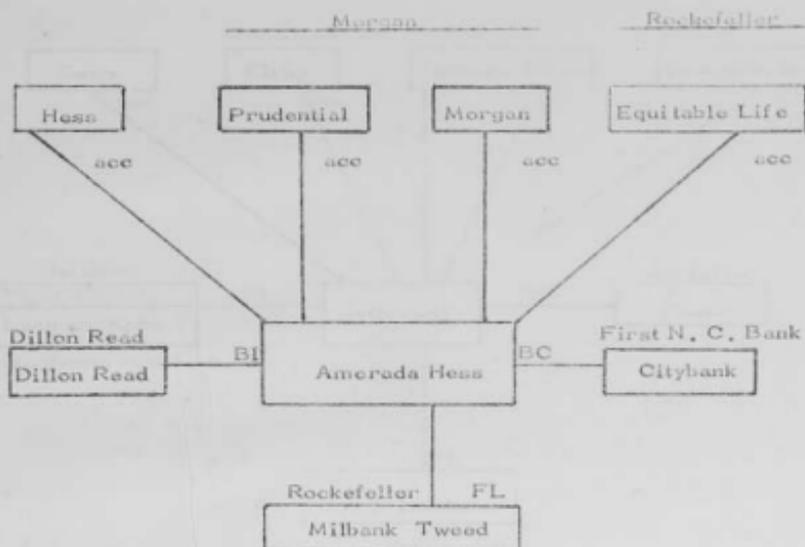
1. Identificación del banco comercial (BC) que controla o predomina en el control de la deuda de la corporación (CP) y del banco de inversiones (BI) que realiza una función equivalente con sus inversiones. El BI suele estar preferentemente asociado, como administrador principal de la inversión o la deuda, a un gran BC con cuyo interés es afín. Esto significa, por ejemplo, que si una corporación petrolera tiene como BI al Morgan Stanley, aparecerá vinculada al BC Morgan Guarantee; y si tiene al Lehman & Kuhn Loeb, estará conectada con el BC Chase Manhattan. Este es un dato importante para establecer la probabilidad de pertenencia de esta CP al grupo Morgan o al Grupo Rockefeller.
2. Identificación de los accionistas más importantes. En abrumadora mayoría los accionistas son bancos comerciales, bancos de inversiones, asesores de inversiones u otras instituciones financieras --compañías de seguros, etc. El peso de esta relación depende de su escala; es decir, se asume que una posesión del 5% o más de las acciones de una corporación es un dato significativo, y que si alcanza el 15,20% es definitivo en cuanto al control accionario propiamente. Ocurre que en las grandes CP este por ciento suele ser bajo, dado el enorme monto del capital accionario. Por esta razón, saber que las acciones de Marathon Oil son poseídas en un 4,61% por National City Corp., en un 3,71% por Prudential Insurance y en un 2,92% por J.P. Morgan, no presenta un cuadro definido en cuanto al control accionario. Por el contrario, conocer que Mellon controla el 20% de la propiedad de Gulf Oil es un dato determinante, no sólo para el control accionario, sino para la pertenencia a un grupo financiero.
3. Identificación de la firma legal (FL). Como en el caso del banco de inversiones, la relación de una firma le-

gal con un gran banco establece una conexión relativamente importante --aunque no del peso de las anteriores. Sucede que una misma FL puede servir a varios BC, aunque por lo general cumple funciones más importantes con uno en particular; ej. Davis & Polk, con J.P. Morgan. Esta asociación permite inferir, por carácter transitivo, una conexión entre el BC y la CP a través de una misma FL. Por ejemplo, si la FL Milbank Tweed aparece como asesora legal de Marathon Oil, esto constituye un elemento para relacionar a esta CP con el Chgo se Manhattan --cuyo consejero legal es precisamente Milbank--, y, por consiguiente, con el grupo Rockefeller.

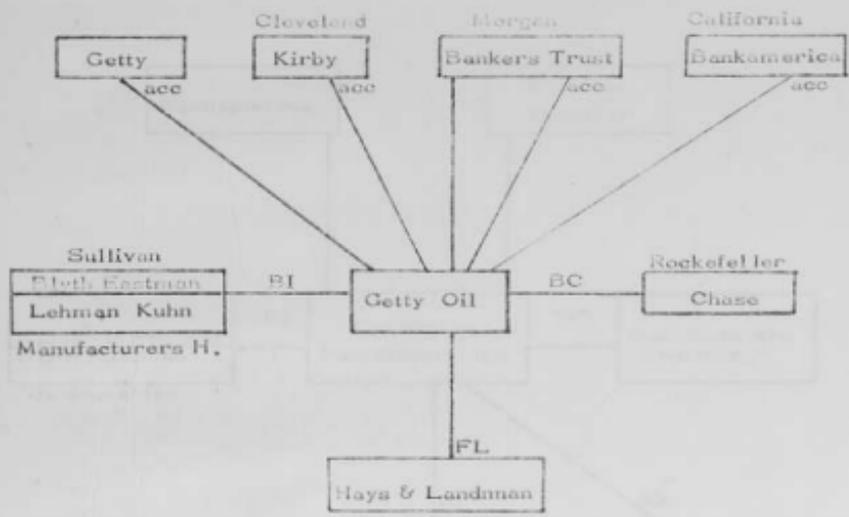
4. Identificación de interconexiones de directivos. La presencia de miembros de la junta directiva (JD) de alguna de las instituciones mencionadas en la de una CP constituye un vínculo directo o indirecto de interconexión. Entre las grandes corporaciones, es usual encontrar la presencia de directivos comunes con diversos grandes bancos o empresas; eg, en la JD de Texaco se sienta un director del Manufacturers Hanover, que es el BC que la controla, pero también un representante del Morgan Guaranty. Aunque este entrecruzamiento es, en última instancia, el reflejo de la concentración y la centralización del capital, constituye por sí mismo un índice de menor peso que los arriba identificados. Se le debe considerar como un dato complementario.

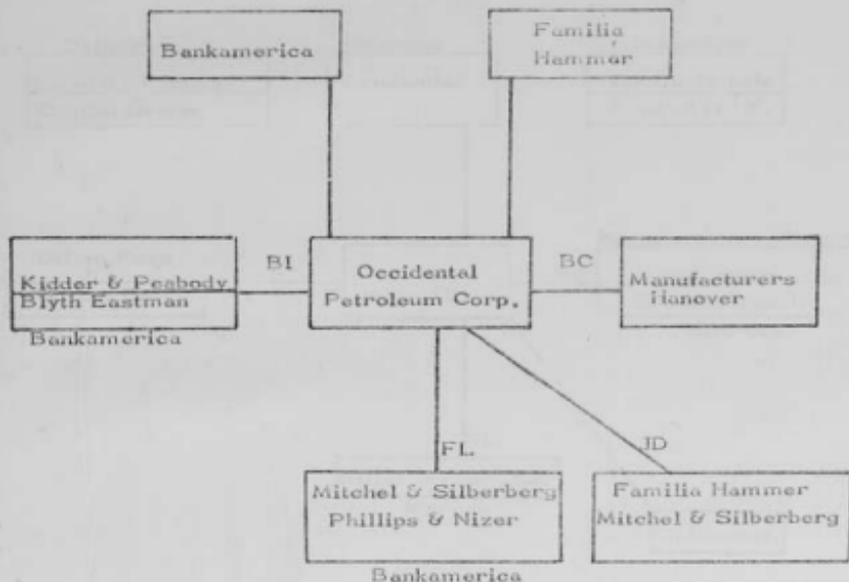
Aplicando esta metodología a nuestras 20 mayores corporaciones petroleras obtenemos un cuadro de relaciones, que se resume en los gráficos a continuación.

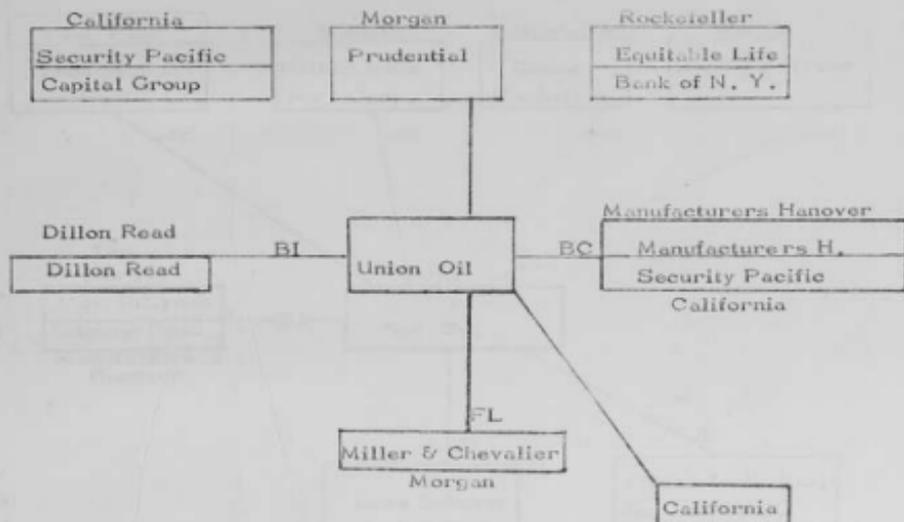
CITIES SERVICE (1920)

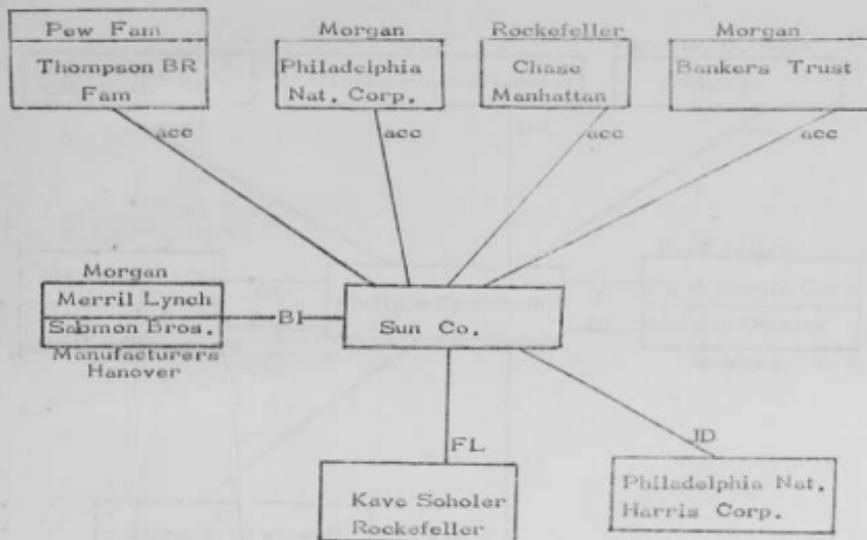
AMERADA HESS

GETTY OIL

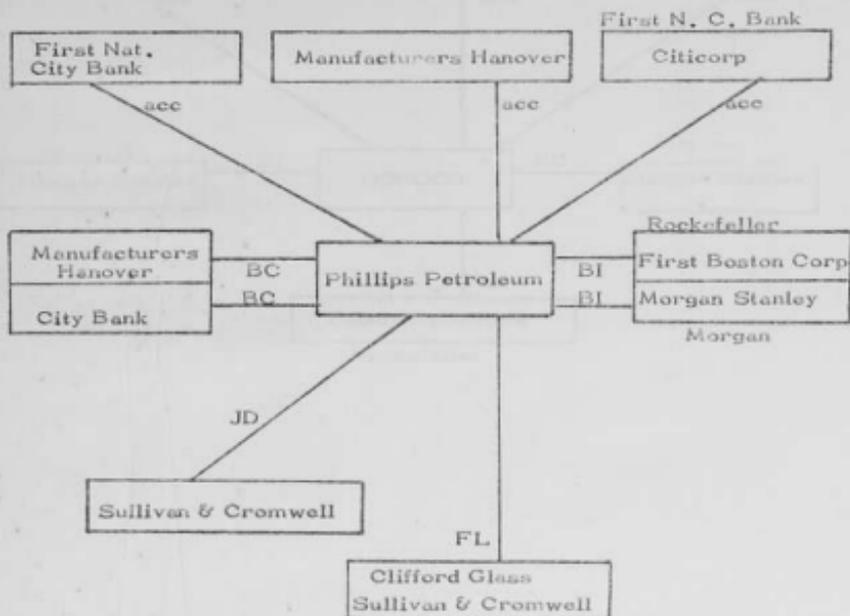


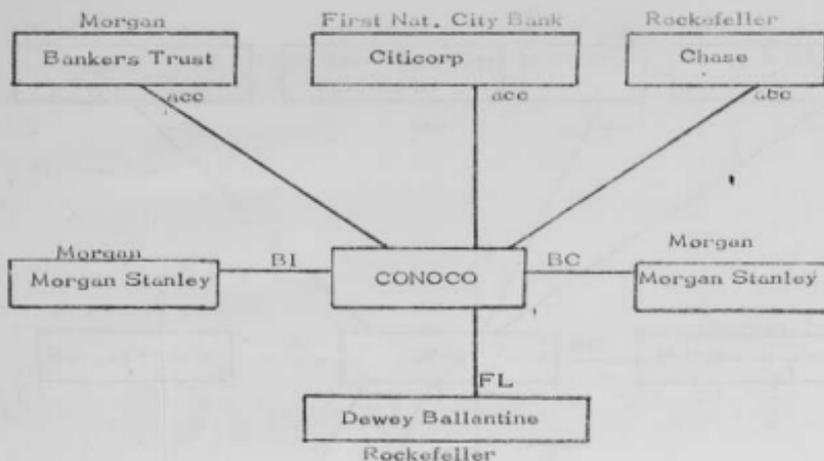
OCCIDENTAL PETROLEUM (1930)

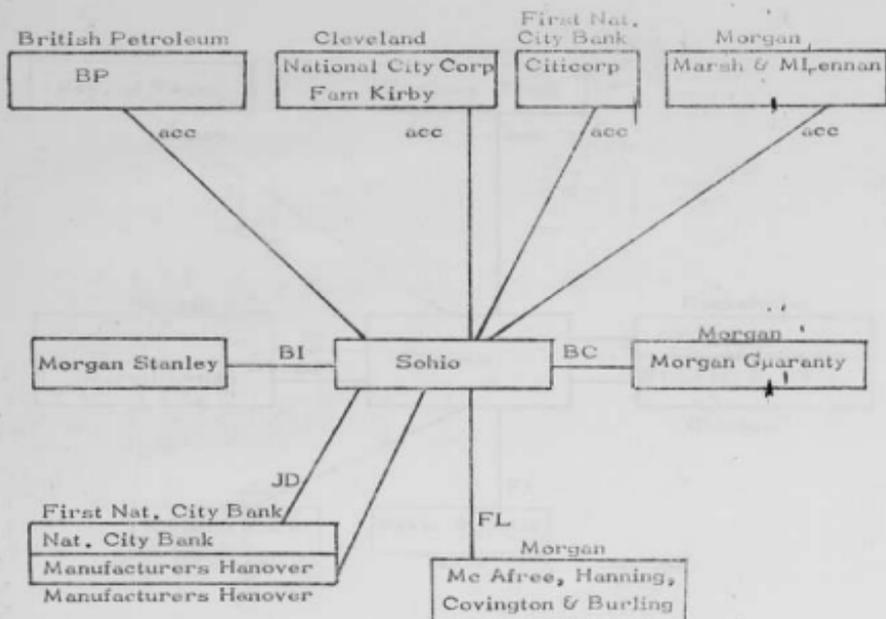
UNION OIL

SUN OIL Co.

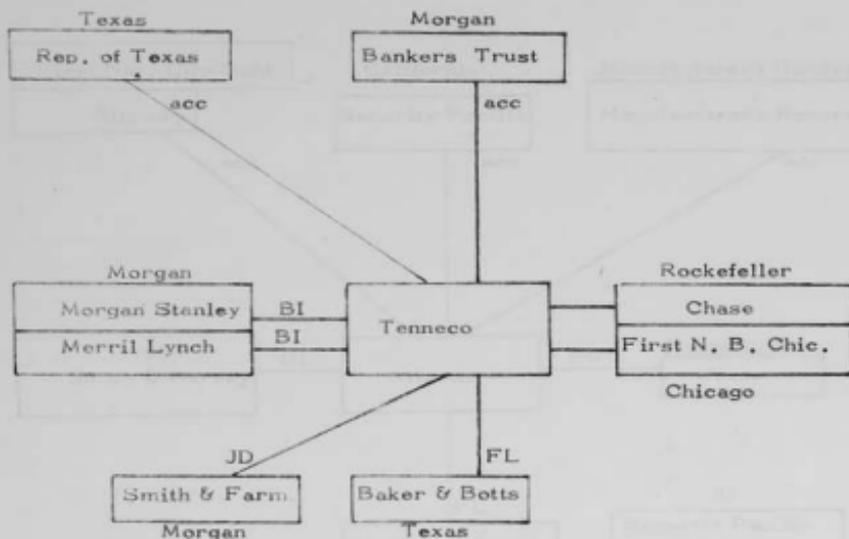
PHILLIPS PETROLEUM



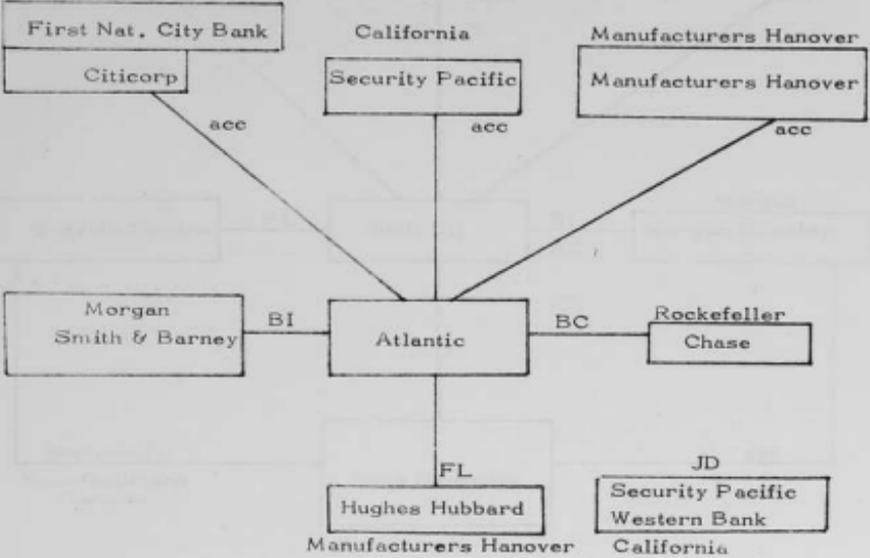
CONOCO (1980)

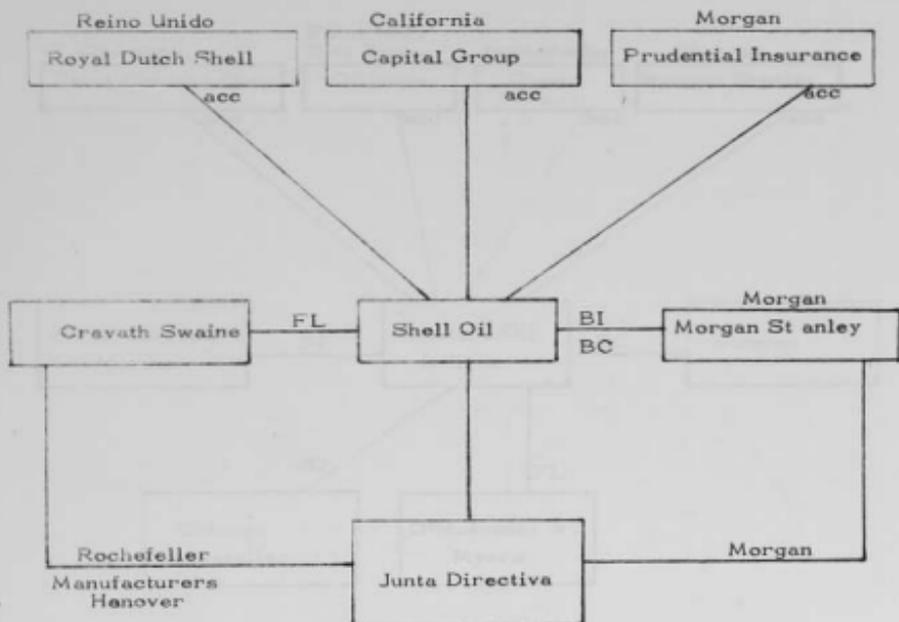
SOHIO

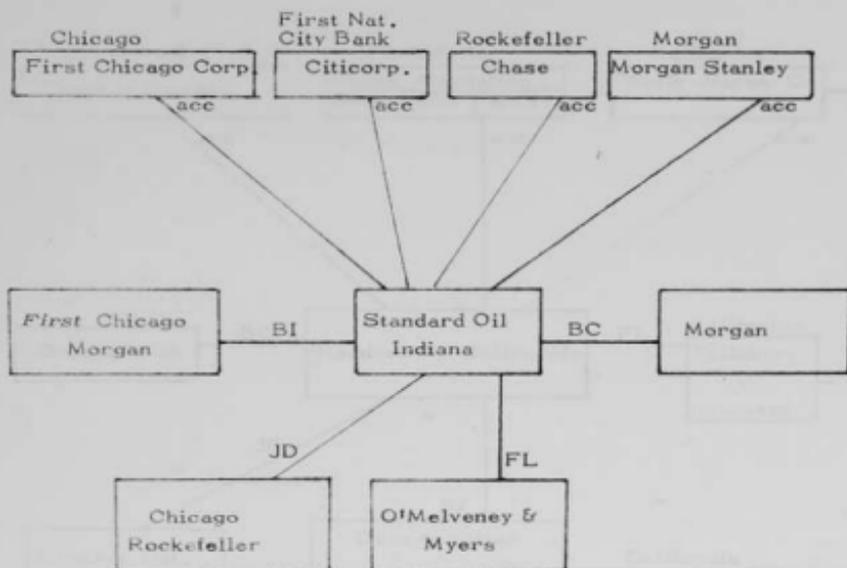
TENNECO



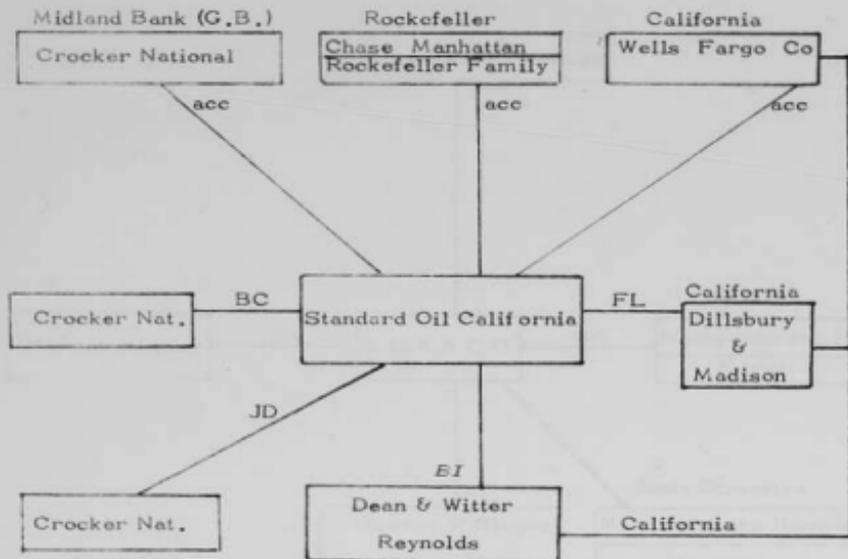
ATLANTIC RICHFIELD



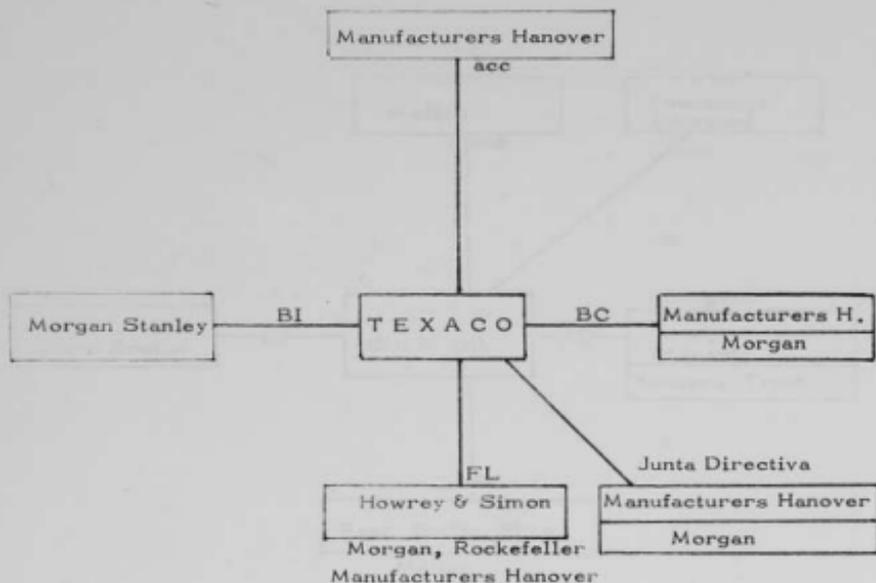
SHELL OIL

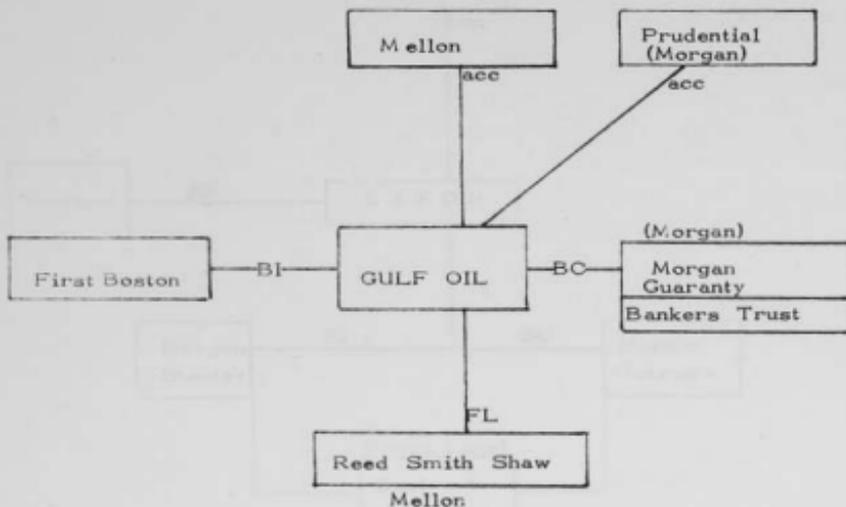
STANDARD OIL INDIANA

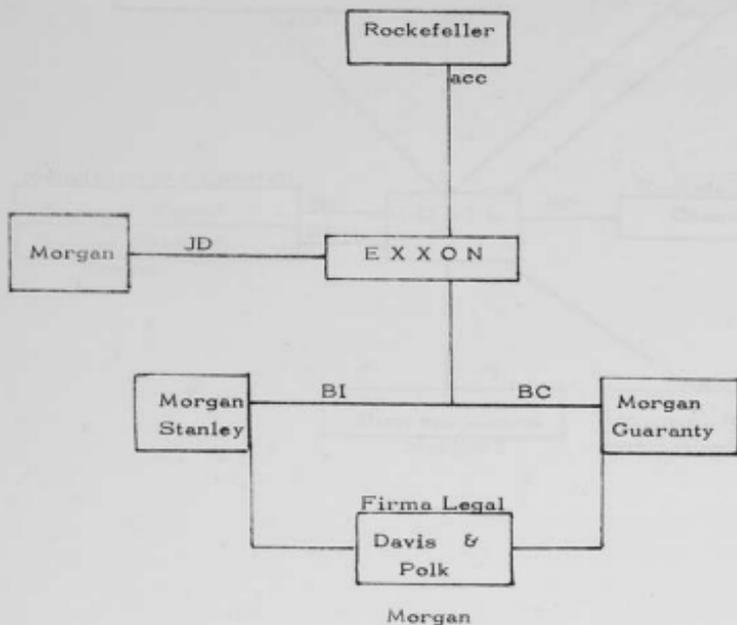
STANDARD OIL DE CALIFORNIA



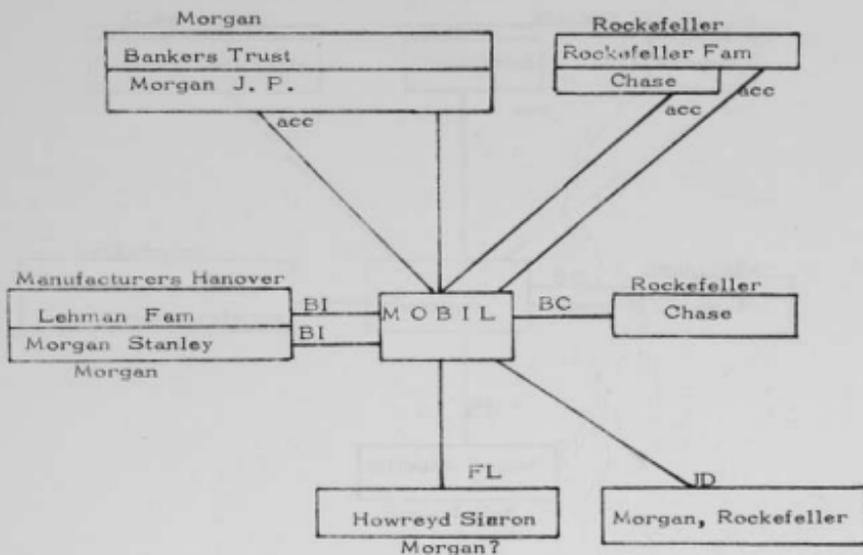
TEXACO



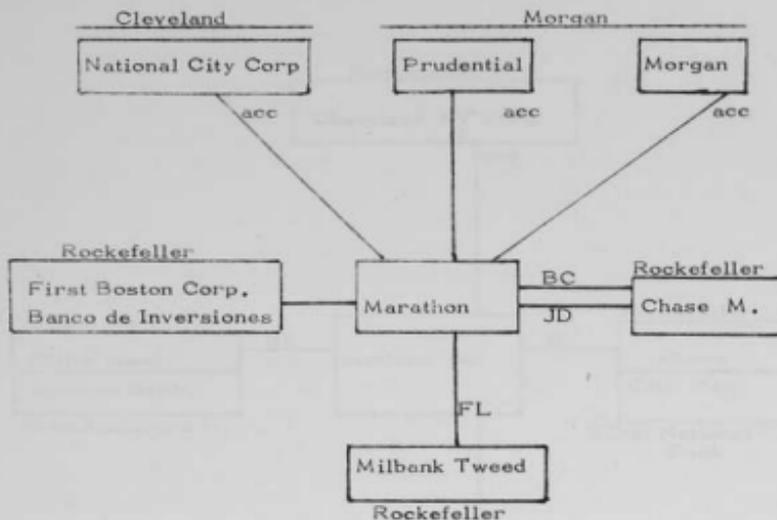
GULF OIL

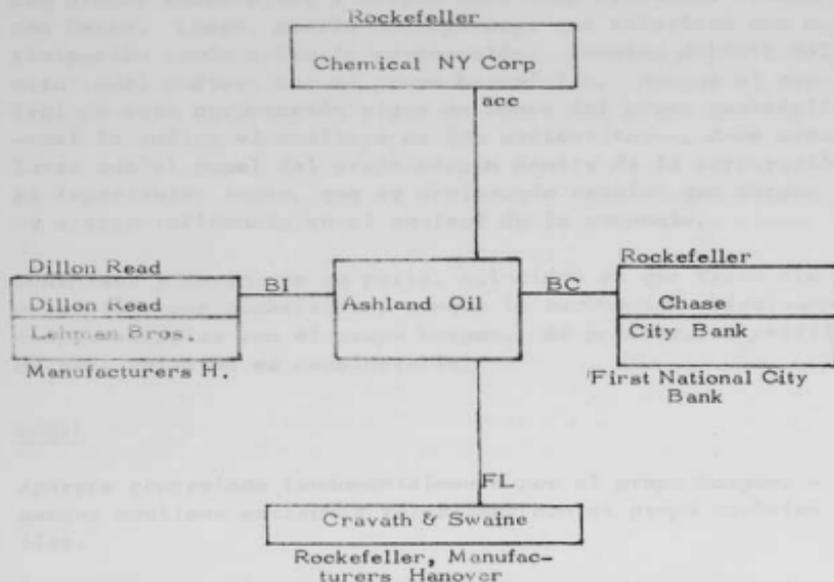
E X X O N

MOBIL



MARATHON OIL CORPORATION



ASHLAND OIL

La lectura de estos gráficos nos permite presentar las hipótesis de filiación de las compañías petroleras a los grupos financieros en los términos que veremos a continuación.

EXXON

Los grupos Rockefeller y Morgan mantienen estrechos vínculos con Exxon. Luego, podría considerarse que existiera una participación común sobre la corporación. Resulta difícil delimitar cuál pudiera ser el grupo hegemónico. Aunque el control de esta corporación sigue en manos del grupo Rockefeller --así lo indica el análisis de los accionistas--, debe señalarse que el papel del grupo Morgan dentro de la corporación es importante; tanto, que es arriesgado señalar que Morgan no ejerza influencia en el control de la compañía.

Menshikov y Perlo, por su parte, coinciden en que Exxon era controlada por Rockefeller, aunque le reconocían relaciones complementarias con el grupo Morgan. Al parecer, el perfil de esta relación es considerable.

MOBIL

Aparece controlada fundamentalmente por el grupo Morgan, - aunque mantiene estrechas relaciones con el grupo Rockefeller.

Perlo ubicaba a Mobil bajo el control del grupo Rockefeller, aunque señalaba los estrechos vínculos de la corporación con Morgan. Menshikov atribuía al grupo Morgan una participación en el control de la compañía y admitía relaciones de Mobil - con los grupos Rockefeller y First National City Bank.

TEXACO

El grupo financiero que controla a Texaco es el Manufacturers Hanover, aunque la compañía mantiene importantes relaciones con el grupo Morgan.

STANDARD OIL DE CALIFORNIA (CHEVRON)

La Standard Oil de California es ahora predominio del Midland Bank, de Inglaterra, a través del Crocker National, un banco de San Francisco. Esto no quiere decir que la compañía no se relacione con los grupos norteamericanos. El grupo financiero que mantiene más fuertes vínculos son SOCIAL es el regional de California, ubicado en San Francisco. Son importantes las relaciones que existen con el grupo Rockefeller que posee el 3,58% de las acciones de la compañía, y el First National City Bank, de N. Y.

Perlo consideraba que el control de CHEVRON lo ejercía el grupo Rockefeller; S. Menshikov opinaba que lo ejercía un grupo de California (San Francisco). SOCIAL, según el criterio de este autor, mantenía fuertes relaciones, además, con los grupos Rockefeller y el First National City Bank.

GULF OIL

Es fácil determinar qué grupo domina en esta compañía; el Mellon. Podemos añadir que el grupo Morgan mantiene estrechos vínculos con Gulf.

Tanto Menshikov como Perlo coincidían con este criterio.

STANDARD OIL DE INDIANA (AMOCO)

El control dentro de la compañía lo ejerce el grupo de Chicago. Esto se advierte en el peso que el grupo tiene entre los accionistas de la compañía, además de las otras relaciones. Son importantes también los vínculos de AMOCO con los grupos Rockefeller, Morgan y el First National City Bank.

Perlo opinaba que era controlada por Rockefeller y que mantenía relaciones importantes con Morgan. Menshikov la colocaba bajo los dominios del grupo Chicago, aunque vinculándola también con el grupo Rockefeller.

SHELL OIL

Shell está dominada por el capital de la Royal Dutch Shell. Mantiene vínculos con varios grupos financieros norteamericanos: Morgan, Rockefeller, California (San Francisco) y Manufacturers Hanover, en orden descendente.

Víctor Perlo no señalaba qué grupo controlaba a Shell, pero también le atribuía relaciones con Morgan.

ATLANTIC RICHFIELD (ARCO)

Menshikov consideraba a la compañía perteneciente al grupo Morgan, aunque relacionada con el grupo Rockefeller.

En la actualidad no podemos señalar a ningún grupo financiero como fuerza definitiva sobre la corporación. Sin embargo, está claro que mantiene relaciones entre otros con los grupos Manufacturers Hanover y California (L.A.).

TENNECO

El predominio es del grupo Morgan; la corporación está también ligada al grupo de Texas y al Rockefeller.

STANDARD OIL DE OHIO (SOHIO)

Según Perlo, Sohio estaba controlada por el grupo Rockefeller y mantenía fuertes vínculos con el grupo Morgan.

Ahora está dominada por el capital británico de B.P. Aunque resulta difícil discernir qué grupo financiero estadounidense está más vinculado con la compañía, el control parece radicar en Morgan, y secundariamente, en el First National City Bank.

CONTINENTAL OIL (CONOCO)

Según Menshikov, CONOCO estaba controlada por Morgan.

En 1980, seguía controlada por el grupo Morgan, con participación del Rockefeller. (E. I. DuPont de Nemours -- la gran corporación química, centro del grupo DuPont--, la adquirió en 1981.)

PHILLIPS PETROLEUM

No existe dominio específico de un grupo financiero sobre la corporación. El gráfico es elociente respecto a sus relaciones con Morgan, First National City Bank, Manufacturers Hanover y Sullivan & Cromwell.

SUN

El grupo Morgan resulta dominante, aunque la compañía mantiene alguna relación con Rockefeller.

UNION OIL OF CALIFORNIA

Menshikov consideraba al grupo de California como fuerza dominante dentro de la compañía, destacando sus vínculos con los grupos Dillon Read y Mellon.

El grupo dominante sigue siendo el de California (L.A.), aunque mantiene relaciones con los grupos Morgan y Rockefeller.

OCCIDENTAL PETROLEUM

Es evidente el predominio del Bank of America (California). Al adquirir el Cities Service (1982) aumenta considerablemente la concentración de capital petrolero bajo control de este grupo, así como sus vínculos con Manufacturers Hanover.

GETTY OIL

La Familia Getty aparece como propietaria de la compañía.

Vale la pena señalar que los bancos que controlan a Mobil, Texaco y Exxon, así como a Occidental Petroleum, están colocados en posición incluyente en la estructura de relaciones de Getty, aunque al parecer ninguno resulta predominante.

AMERADA HESS

El accionista principal y propietario es la Familia Hess. Tampoco existen elementos definitivos que permitan emitir

un criterio acerca del grupo que la controla. Al parecer, los grupos Rockefeller y Morgan mantienen los vínculos más importantes con la compañía.

CITIES SERVICES

Menshikov atribuye a Cities Service fuertes vínculos con los grupos First National City Bank y Morgan.

Su adquisición reciente por Occidental la coloca con alta probabilidad en la órbita del Bank of America (California).

Sus otros vínculos principales son los grupos Rockefeller, - Morgan y Manufacturers Hanover, pero no se puede afirmar que alguno de ellos predomine sobre la compañía.

MARATHON OIL

En 1980, aparecía dominada por Rockefeller, aunque con estrechos vínculos con Morgan. Fue adquirida en 1982 por U.S. Steel, una corporación mayoritariamente vinculada al grupo - Morgan, por lo que en la actualidad resulta un codominio de ambos grupos.

ASHLAND OIL

El grupo dominante es Rockefeller, aunque sostiene relaciones con otros grupos, como Manufacturers Hanover.

Resumamos ahora la distribución de las corporaciones en los grupos financieros principales.

Compañías petroleras mayoritariamente controladas por el grupo financiero Rockefeller

- a. Exxon
- b. Ashland

Compañías petroleras que no están controladas por el grupo financiero Rockefeller, pero mantienen importantes vínculos con el grupo

- a. Mobil
- b. Standard Oil de California
- c. Standard Oil Ind.
- d. Shell
- e. Union Oil of California
- f. Sun Oil
- g. Atlantic Richfield
- h. Amerada Hess
- i. Cities Service
- j. Getty
- k. Tenneco
- l. Conoco
- m. Marathon

Compañías petroleras controladas por el grupo financiero Morgan

- a. Mobil
- b. Tenneco
- c. Sun Co.

Compañías petroleras no controladas por Morgan, pero que mantienen importantes vínculos con el grupo

- a. Exxon
- b. Texaco

- c. Gulf
- d. Standard Oil Ind.
- e. Shell
- f. Union Oil of California
- g. Marathon Oil
- h. Cities Service
- i. Atlantic Richfield
- j. Amerada Hess
- k. Getty
- l. Sohio
- m. Conoco
- n. Phillips

Compañías petroleras controladas por el grupo financiero Manufacturers Hanover

- a. Texaco

Compañías petroleras que no están controladas por Manufacturers Hanover pero mantienen importantes vínculos con el grupo

- a. Atlantic Richfield
- b. Cities Service
- c. Phillips Petroleum
- d. Shell
- e. Ashland
- f. Getty

Compañías petroleras controladas por los grupos de California

- a. Unión
- b. Occidental Petroleum
- c. Cities Service

Compañías petroleras controladas por el grupo Mellon

- a. Gulf

Compañías petroleras controladas por el grupo financiero Chicago

- a. Standard Oil (Ind)

Compañías petroleras no controladas por grupos de California, pero con importantes vínculos con los grupos

- a. Socal
- b. Shell
- c. Atlantic Richfield

Compañías petroleras que no están controladas por el grupo First National City Bank, pero mantienen importantes vínculos con el grupo

- a. Standard Oil (Ind)
- b. Phillips Petroleum
- c. Sohio
- d. Atlantic Richfield

Compañías petroleras controladas por el Bank of America

- a. Occidental Petroleum
- b. Cities Service

Compañías petroleras controladas por el grupo financiero Dирont

- a. Conoco

Compañías petroleras no controladas, pero con importantes vínculos con grupo de Texas

- a. Tenneco

De todo lo anterior se derivan las siguientes conclusiones preliminares.

Los grupos Morgan y Rockefeller participan, en diverso grado, del control sobre el 70-80% de las corporaciones de la muestra. Les siguen en importancia el Manufacturers Hanover (35%), los grupos de California (30%) y el First National Bank (20%). Esta expresión de la concentración del control se refuerza con la centralización que ejercen los dos grupos mayores al coincidir en el control sobre 70-80% de las corporaciones respectivas; o sea, que Morgan y Rockefeller no sólo controlan a más corporaciones que el resto de los grupos sino que se compenetran en el control de las mismas corporaciones en un grado más alto y parejo que todos los demás. Los grupos Manufacturers Hanover, California y First National comparten el control de corporaciones en un grado elevado (50-80%) con esos dos mayores, aunque, desde luego, participan en menor cuantía del control sobre las constelaciones petroleras que giran en torno a Morgan y Rockefeller. Ninguno de los restantes grupos --Mellon, Chicago, Dupont, Texas--, tiene a sus corporaciones fuera del alcance de los dos mayores sistemas financieros tan altamente compenetrados.

Se debe observar, por último, que aun aquellas corporaciones menores, donde el peso del control familiar se mantiene (Getty, Amerada Hess), o donde no es definitivo el control de un grupo específico (Phillips, Arco) están relacionadas con alguno de los tres mayores grupos financieros listados. Resulta obvio que la concentración y centralización se revela en una escala superior, al examinarse a través del prisma de los grupos financieros, en una verdadera estructura de control de la que no escapa virtualmente ninguna de las corporaciones petroleras identificadas.

El segundo aspecto que merece comentarse --y que es también concomitante del anterior--, es la tendencia centrípeta del capital envuelto en este sector y que se expresa en la adquisición de corporaciones petroleras importantes por parte de otras corporaciones --CONOCO, Cities Service, Marathon. Este fenómeno tiende no sólo a que el juego se reparta entre menos actores, sino a reforzar ciertas tendencias y a compensar otras, en la dinámica de control de las altas finanzas. Asimismo ocurre entre capital de diversos orígenes, como es el caso de *Socal* y *Sohio*, donde los grupos financieros británicos han ocupado un lugar destacado. Se observa que el crecimiento del perfil británico en estas corporaciones va unido, no obstante, a una estrecha asociación con los grupos norteamericanos, por lo que no puede decirse que *Shell* escape a la red de intereses financieros que estamos analizando. Al contrario estos condominios internacionales constituyen más bien eslabones en la estructura de penetración y control que ejercen los grupos.

Para finalizar, debe señalarse que si bien en su origen los grandes grupos, *Morgan*, *Rockefeller*, *Manufacturers Hanover*, *First National City Bank*, constituyen el establishment financiero del Este, no deja de llamar la atención su profunda difusión por otras regiones, y en particular su penetración con la banca de California y Texas. Los grupos financieros del Oeste, notorios por su agresividad y expansionismo, se ven sin embargo cada vez más imbricados con la oligarquía de la costa atlántica, la que sigue teniendo un peso marcado en el sector petrolero.

La conexión latinoamericana

El cuadro que aparece a continuación es el de las principales corporaciones internacionales que operan en América Latina, sobre las cuales se ha podido ubicar información.

<u>País</u>	<u>Corporación por países</u>
Islas Vírgenes	Amerada Hess Shell
Barbados	General Grude Oil Co. of Houston (International Paper Co.) Mobil
Antillas Holandesas	Exxon Shell Northville Industries
Argentina	Exxon Shell Total
Brasil	Comoco Shell Brasil Billiton (Shell) Chevron Exxon Marathon Cities Services
Colombia	Exxon Mendith Oil Gulf Chevron Texaco Penzoil
Bolivia	Occidental Tesoro Exxon Amoco

PaísesCorporaciones por países

Chile

Shell
 Exxon
 Diamond Drilling Co.
 Atlantic Richfield
 Americada Hess
 Phillips Petroleum

Perú

Belco Petroleum
 Penzoil
 Shell
 Total
 Occidental
 Super Oil
 Allied Chemical

Ecuador

Texaco
 Exxon

Guatemala

Basic Resources
 Getty
 Texas
 Eastern
 Monsanto
 Amoco
 Texaco

Venezuela

Exxon
 Shell

Jamaica

Union Texas
 Allied Chemical
 Exxon

República Dominicana

Canadian Superior

<u>Países</u>	<u>Corporaciones por países</u>
Puerto Rico	Gulf Oil
Belice	Chevron
Santa Lucía	Amerada Hess
Bahamas	Chevron Standard Oil of California Texaco Amerada Hess
Trinidad	Tesoro Petroleum Texaco Pan American Trinidad Oil Co. (AMOCO) Occidental
Panamá	BP / Sohio Nothville Industries Amerada Hess
Nicaragua	Exxon Union Occidental Amerada Hess Texaco
Honduras	Exxon Texaco Amerada Hess
Paraguay	Texaco Marathon Exxon

FUENTE: Latin American & Caribbean Oil Report, 1979
Petroleum Economist, XLVIII, 1981

Este cuadro de las principales corporaciones por países nos permite apreciar que, entre los grandes, Brasil y Colombia se destacan por su abundante acceso de corporaciones representativas del grupo de las mayores norteamericanas. Este predominio de las grandes se observa en Argentina, Ecuador, Antillas Holandesas, Honduras, Paraguay, - Puerto Rico, Bolivia y Belice. Se debe señalar su peso en la refinación de Venezuela. Bahamas resulta un caso aparte, por su status transnacional conocido, lo que le da facilidades de acceso al gran capital financiero de cualquier origen.

Las medianas y menores, dentro del grupo seleccionado, predominan en Perú, Santa Lucía, Guatemala, Chile, Jamaica, República Dominicana, Trinidad y Panamá. En Islas Vírgenes, Barbados y Nicaragua participan indistintamente corporaciones de diversas escalas.

Podríamos adelantar, a manera de conclusión de esta parte, que en los países que han sido destacados productores históricamente aparecen como predominantes las mayores. En cambio, en los países de bajo perfil energético o que recientemente se han convertido en focos de exploración, predominan las medianas y menores. Esta proposición general --que no se cumple estrictamente, como es lógico--, coincide con esa caracterización de las empresas según la cual las medianas y menores poseen un espíritu más agresivo que los gigantes de la industria, por lo que su papel en el desarrollo de las actuales reservas inexploradas de América Latina sería más dinámico que el de estas últimas. Ahora bien, tal hipótesis debe matizarse con la evidencia de que las grandes corporaciones están gastando comparativamente más

en la exploración de América Latina que en la de cualquier otra región del mundo, dentro del marco de sus balances con tables globales, según se desprende de lo que invierten y recuperan por barril en las principales regiones.

Tal estrategia las mantiene a la cabeza en cuanto al abanico de países que cada una abarca, como se ve si recomponemos la lista anterior según corporaciones y grupos financie ros.

Principales corporaciones en América Latina y grupos con que se asocian en Estados Unidos

<u>Corporación</u>	<u>País</u>
Exxon	Antillas Holandesas
(Rockefeller, Morgan)	Argentina
	Brasil
	Bolivia
	Colombia
	Ecuador
	Nicaragua
	Honduras
	Paraguay
	Venezuela (Ref.)
	Chile
	Jamaica
Mobil	Barbados
(Morgan, Rockefeller)	
Texaco	Bahamas
(Manufacturers Hanover)	Colombia
Morgan	Ecuador
	Guatemala
	Honduras

<u>Corporación</u>	<u>País</u>
	Nicaragua
	Paraguay
	Trinidad
SOCAL (Chevron)	Bahamas
Midland Bank, California)	Belice
	Brasil
	Colombia
Gulf	Puerto Rico
(Mellon)	Colombia
Morgan	
SO (ind) (AMOCO)	Bahamas
(Grupo de Chicago,	Bolivia
Rockefeller	Guatemala
Morgan	Trinidad
First National)	
Shell	Antillas Holandesas
(Royal Dutch/Shell	Brasil
Morgan, Rockefeller	Chile
California)	Perú
	Islas Vírgenes
	Venezuela (Ref.)
Atlantic (ARCO)	Chile
(Manufacturers Hanover	
California)	
CONOCO	Brasil
(Dupont, Morgan,	
Rockefeller)	
Sokio	Panamá
(BP, Morgan)	

<u>Corporación</u>	<u>País</u>
Phillips (Morgan, First National, Manufacturers Hanover)	Chile
SUN (Morgan, Rockefeller)	
Union (California)	Nicaragua
Occidental (California Manufacturers Hanover)	Bolivia Nicaragua Perú Trinidad
Getty (Rockefeller, Morgan, Manufacturers Hanover)	Guatemala
Amerada Hess (Rockefeller Morgan)	Bahamas Chile Honduras Islas Vírgenes Nicaragua Panamá Santa Lucía
Cities Service (California, Rockefeller, Morgan)	Brasil
Marathon (Morgan, Rockefeller)	Brasil Paraguay

<u>Corporación</u>	<u>Países</u>
General Crude Oil (Texas)	Barbados
Morthville Industries	Antillas Holandesas Panamá
Total (Compagnie Francaise de Pétroles)	Argentina Perú
Pennzoil (First Nat, Morgan)	Colombia Perú
Tesoro	Bolivia Trinidad
Allied Chemical (Goldman Sachs-Lehman)	Jamaica Perú
Basic Resources	Guatemala
Belco (First Nat, City Bank)	Perú
Diamond (Mellon)	Chile
Monsanto (First Nat. City Bank)	Guatemala
Texas Eastern (Dillon Read)	Guatemala
Superior (Morgan)	Perú República Dominicana

A través de Exxon, el grupo Rockefeller --y los intereses del Morgan--, se extienden a doce países de América Latina. A través de otras como Amerada Hess, Mobil, Shell, Getty, Conoco, Sun, etc, estos dos grandes grupos cubren mancomunadamente un total de diecinueve países latinoamericanos. Debe subrayarse que donde quiera que Rockefeller se presenta en el sector petrolero de la región, lo hace asociado, en mayor o menor grado, al interés de Morgan. Aunque este último grupo, a través de las compañías sobre las que ejerce un control por separado, aparece en algunos países, estos coinciden en gran medida con ese conjunto de diecinueve. O sea, que la relación entre Rockefeller y Morgan que se aprecia en la estructura de control a nivel doméstico en los Estados Unidos se prolonga sobre la región, dominando la mayor parte de su sector petrolero.

El grupo Manufacturers Hanover, por su cuenta, a través de Texaco, Occidental, Arco y otras, se extiende sobre once países latinoamericanos, que cubren el Caribe y la zona andina. En contraste con el ordenamiento doméstico, su perfil resulta aquí menos sobresaliente que el de los grupos de California, que alcanzan a doce países, a través de un número mayor de corporaciones --seis. Este nivel de proyección latinoamericana de los grupos californianos es una medida más de su incidencia creciente en el control petrolero, particularmente sobre una región de tan alto potencial. No debe pasarse por alto, además, que el 60% de estos países se ubican en la zona del Caribe, con lo cual se perfila un encadenamiento de intereses muy importante, que los liga estratégicamente a la subregión.

El First National ocupa el quinto lugar, al cubrir, a través de corporaciones como AMOCO, SOHIO, Phillips y Chevron, a siete países caribeños y andinos; asimismo ocurre con el grupo de Chicago, que coincide con cuatro de estos países. Los restantes grupos tienen un peso específico inferior so-

bre la región, aunque considerable en el contexto de los países en que operan --Brasil, Colombia.

Los grupos británicos presentes en las corporaciones petroleras norteamericanas --Chevron, Sohio--, que controlan o poseen como sus filiales --Shell--, son el tercer factor de importancia a considerar, aunque en este análisis sólo nos interesa destacar sus vínculos secundarios con los grupos ya examinados, así como con los de California y el First National City Bank. Nos parece que el polo de atracción de estas corporaciones radica en la Cuenca del Caribe.

A medida que hemos ido recomponiendo el análisis a lo largo de este capítulo, se ha podido apreciar que se introduce un orden de relaciones más estricto en lo que al principio parecía ser un conjunto de elementos desconectados --las corporaciones matrices--, respecto a otro conjunto de elementos compuestos por los países latinoamericanos y las filiales o subsidiarias que en ellos actúan.

El mapa latinoamericano parcelado a nombre de innumerables corporaciones se integra así orgánicamente a un orden establecido, el de las corporaciones más importantes y, sobre todo, el de los sistemas financieros que las agrupan.

Resultan así excepcionales los casos de corporaciones que no se integran a estos sistemas --y esto se debe, seguramente, a una deficiencia de nuestro conocimiento o habilidad para asociarlas, y no a una verdadera autonomía.

Ese orden sella lo que hemos intentado fundamentar a lo largo de este trabajo, y describir particularmente en este último capítulo, en términos de estructura del capital financiero, como la conexión energética entre los Estados Unidos y la América Latina.

NOTAS AL CAPITULO IV

1. El criterio para la selección de las veinte mayores compañías petroleras norteamericanas fue la concentración de capital. Se elaboró un indicador de dimensión que permitiera combinar cuatro variables: el activo (A), las ventas (V), el ingreso neto (I) y el número de empleados (E). Se ponderaron las cuatro, otorgándole un valor doble al activo, por constituir la expresión de la concentración de capital que refleja más directamente la envergadura de la empresa; y se consideraron equitativamente las restantes variables que miden no sólo el tamaño, sino la escala de operaciones de la corporación. El objetivo fue lograr un coeficiente que permitiera: a) medir la "distancia" de cada empresa - respecto a un eje de cuatro coordenadas; b) ordenarlas; c) medir el intervalo entre las empresas, a fin de agruparlas en categorías. El coeficiente (CT) se formuló de la siguiente manera:

$$CT = \sqrt{(0,4 \frac{A}{A_0})^2 + (0,2 \frac{V}{V_0})^2 + (0,2 \frac{I}{I_0})^2 + (0,2 \frac{E}{E_0})^2}$$

En esta expresión, A_0 , V_0 , I_0 y E_0 , son los términos de corrección de escala; y corresponden a la cifra más alta de la serie considerada --en este caso, la de las 500 mayores corporaciones industriales de Fortune.

2. John Blair, Op. cit., p. 128.
3. Existe una abundante bibliografía occidental acerca de las corporaciones que va desde George Ball y Raymond Vernon, más bien apologeticos, hasta la crítica liberal de Richard Barnett; la visión atomizada de esta problemática resulta predominante en todos los enfoques.
4. John Blair, Op. cit., p. 214.
5. Petroleum Economist, Vol. XLVIII, p. 112.

1. Los recursos financieros que capta el petróleo se presentan como insuficientes para el desarrollo de los países exportadores latinoamericanos. En cambio, la renta petrolera tiene un efecto de retroalimentación que amplifica el grado de dependencia respecto al sistema financiero internacional, particularmente a la gran banca de los Estados Unidos y otros países capitalistas.
2. La deformación estructural por excelencia de la industria petrolera latinoamericana, característica de su dependencia respecto al capital extranjero, se expresa en su falta de control sobre el proceso vertical. Aun cuando los Estados ejerzan la propiedad de la reserva o la producción, se someten a las corporaciones en alguna de las restantes fases, a nivel doméstico o internacional.
3. En la década de los 70 se ha producido una vez más el llamado a la inversión extranjera en el sector petrolero latinoamericano; por su parte, el aumento del interés del capital financiero se refleja en un incremento de la exploración, lo que ha marcado una tendencia positiva en la tasa de reservas.
4. Las reservas latinoamericanas han desempeñado un papel estratégico, aun permaneciendo inexploradas o ignoradas, precisamente por el nivel de seguridad que exhiben para el suministro a los Estados Unidos, en comparación con otras regiones como África y Medio Oriente. Teniendo en cuenta los métodos sofisticados de prospección, el dominio de la información en manos de las corporaciones resulta susceptible de manipulación y ocultamiento. De hecho, han "aparecido" reservas en zonas insospechadas hasta ahora, y aún en otras abandonadas o supuestamente agotadas.

5. El suministro petrolero de América Latina a los Estados Unidos, aunque constituye un por ciento menor de sus importaciones, significa también un coeficiente estratégico cuyo valor se evidencia al reducirse la participación del suministro africano, particularmente teniendo en cuenta el límite de comprensibilidad de la demanda norteamericana.
6. Aunque las corporaciones imputan a los gobiernos --de la OPEP, de los Estados Unidos--, la elevación de los precios, la participación de las ganancias de las compañías en el precio total resulta determinante, sobre todo por el multiplicador que introducen en la fase de transporte, refinación y comercialización.
7. Los estímulos financieros --descontrol de precios, exenciones fiscales--, no han convertido a las corporaciones en suministradores más seguros ni han logrado elevar el nivel de autosuficiencia petrolera de los Estados Unidos. Considerando las superganancias a las que están acostumbradas las corporaciones, no parecen dispuestas a mantener una oferta elevada, que permita estabilizar los precios de la energía ante una demanda contraída, precisamente por el desestímulo de los altos precios domésticos, así como por la contracción económica en general.
8. El dominio doméstico de la industria petrolera norteamericana depende de un reducido grupo de corporaciones que se interconectan a nivel del control y las operaciones creando un bloque oligopólico sobre el sector. El peso de estas corporaciones viene dado por su grado de concentración de capital, de manera que en correspondencia con su posición en esa escala tienen una mayor participación en el control vertical de la industria.

9. La proyección latinoamericana de la estructura corporativa corresponde asimismo con su perfil doméstico, y reproduce en líneas generales no sólo su escala, sino su inserción dentro del sistema de grupos financieros. Tanto las medianas y menores de nuestra muestra, como las independientes que se identifican en la conexión latinoamericana, se incorporan en definitiva al predominio de Rockefeller, Morgan, California y otros grupos hegemónicos en las finanzas norteamericanas.

BIBLIOGRAFÍA

Andreasián, Rubén. "El petróleo y la lucha antimperialista". En: Ciencias Sociales, No. 1, 1975, Academia de Ciencias de la URSS, p. 98-110.

Autores varios. Energy crisis: an assessment by soviet - scientists. Moscow, Progress, 1975.

Grossling, Bernardo F. Latin America's Petroleum Prospects in the Energy Crisis. Geological Survey. Bulletin 1411. GPO: 1976.

Blair, John M. The control of oil. Vintage Books, 1978.

Corrigan, Richard. "The CIA survey", En: National Journal No. 17, april, 1977.

"Ecuador", NACLA'S L.A., No. 8 nov, 1975.

"Energía: el imperativo de un enfoque trilateral". En: Cuadernos Semestrales, No. 2-3, mayo, 1978.

Energy Crisis. Vol. I: 1969-73, Vol. II: 1974-75. Vol. III: 1976-77. Ed. By Lester A. Sober. Facts on file Inc. New York.

Fagen, Richard. "El petróleo mexicano y la seguridad nacional de EU", Foro Internacional, Vol. XIX No. 2 oct-dic, 1978.

Inozemtsev, N. El capitalismo de hoy: nuevos fenómenos y contradicciones. Ed. Progreso, Moscú, 1974.

Lenin, V.I. El imperialismo, fase superior del capitalismo. Ed. Política, La Habana, 1963.

Magdoff, Harry et. al. El fin de la prosperidad. México Ed. Nuestro Tiempo, 1977.

Magdoff, Harry. "La era del imperialismo". En: Pensamiento Crítico No. 29, junio, 1969.

Mandatory Energy Conservation Amendments to President Carter's Energy Program: hearings before the Subcommittee on Energy Conservation & Regulation of the Committee on Energy & Natural Resources (US Senate), July 25, 26 and August 1, 1977.

Mason, Willrich. Energy and the world politics. The Free Press, 1975 (The American Society of International Law).

Menshikov, S. Millonarios & Managers, Ed. Progreso, Moscú.

Mexico's oil & gas policy: an analysis. Prepared for the Common Foreign Relations (US Senate)... by Congressional Research service. Dec, 1978.

Penrose, Edith, T. The large international firmas in developing countries. The international petroleum industry. London, George Allen Ltd, 1968. (with a chap on the oil industry in Latinamerica By P. R. Odell).

Perlo, Víctor. El imperio de las altas finanzas, Ed. Política, La Habana, 1962.

Sampson, Anthony. Las siete hermanas. Ed. Grijalbo, México, 1977.

Samuelson, R. "The oil connection". En: Nat. Jour. No. 3, Jan, 1977.

Samuelson, R. "The energy crisis", En: Nat. Jour. No. 34, ago, 1978.

Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial. El sector de energéticos: estadísticas básicas y balances de energía, 1970-77. Estudios sobre programación industrial 2, México, 1978.

Sweezy, Paul. "The economic crisis" (Partes I y II) En: Monthly Review, vol, 26, nos. 10 y 11, marzo y abril, 1975).

Tanzer, Michael. Energéticos y política mundial Ed. Nuestro Tiempo, 1975.

The National Energy Plan. Executive Office of the President. Energy Policy and Planning. April 29, 1977.

Trilateral Commission. Task Force Reports: 1-7. The Triangle Papers. A compilation of reports from the first two years of the Trilateral Commission. New York University Press, 1977.

O'Connor, Harvey. El imperio del petróleo. ed. Especiales, La Habana, 1961.

Petroleum Economist. Vol. 1977, 1978. Petroleum Press Bureau Ltd. Londres.

The relationship of oil companies and foreign governments. Office of International Energy affairs. Federal Energy Administration. Washington DC 20461. June 1975.

OTRAS FUENTES CONSULTADAS

(No se incluye la citada).

REVISTAS

Business Week, 1979-81

Time, 1979-81.

US News & World Report, 1979-81.

Orbis, 1979-80.

Petroleum Economist, 1977-78.

NPN, 1978-79.

Fortune, 1979.

OTRAS

CDE Stockownership Directory. Banking & Finance, CDE Inc.
N.Y., 1980.

CDE, Energy, CDE, Inc. N. Y., 1980.

Fortune 500, CDE Inc. N. Y., 1980.

Moody's Banking & Financial Institutions, 1980, 1981.

Moody's Industrial, 1980, 1981.

EL COLEGIO DE MEXICO

CP. 038 27282/15578



3 905 0310464 X

