

Los contratos de la Apertura Petrolera *

Vincular la apertura petrolera con el futuro de la economía venezolana significa ante todo tener una comprensión integral de esa política sectorial, que no es sólo económica, por cierto, es también política. A esta exigencia se oponen dos obstáculos. Primero, los hechos que constituyen la apertura corren paralelos a nuestra existencia; acontecen "en vivo y en directo", para utilizar una expresión mediática de moda. De hecho, se ha anunciado licitar otra ronda de asignación de campos marginales y suscribir nuevas asociaciones estratégicas. En otras palabras, la apertura petrolera es un proceso inconcluso. Por tanto, es imposible tomar suficiente distancia del objeto estudiado para intentar intelectualmente juntar y ordenar *todas* las partes que entran en la composición integral de esa política. Sin embargo, es posible desembarazarse parcialmente de esa barrera, tomando alguna o algunas de las partes más representativas de la política de apertura petrolera para intentar componer una visión de conjunto. Así se procederá en esta exposición. No obstante, frente a la comprensión integral de la apertura petrolera se levanta una segunda barrera, que aparece hasta ahora como muy elevada para desembarazarse de ella. Sobre esa política persisten querellas jurisdiccionales, cuyas indeterminaciones impiden su comprensión integral.

Ahora bien, si se tuviese la comprensión integral de la apertura petrolera - facultad que por ahora es limitada hasta tanto no termine el proceso y se sentencien las querellas -, a continuación habría que relacionarla con lo que razonablemente es esperable que suceda en el devenir de la economía venezolana. Tarea difícil, sin duda, aunque se recurra a escenarios técnicamente impecables, provistos de estimaciones, métodos cuantitativos y modelos. La propia industria petrolera internacional está plena de tendencias que corren abiertamente contrarias a los escenarios previstos, y de escenarios que jamás se han presentado. Peor aún en una sociedad económica como la venezolana, cuya comprensión apenas se inicia (Domingo et al, 1995). Esta se ha caracterizado en lo esencial como una "economía capitalista-rentista" (Mommer, 1989), provista de un Estado que actúa como "Gran Distribuidor" (Quiros, 1996) de rentas y generadora de ineficiencias creadas por la presencia social abrumadora de comportamientos "buscadores de rentas" antes que "buscadores de beneficios" (Kreuger, 1974; Buchanan, 1983). Y, sin embargo, es preciso continuar realizando

escenarios sobre el futuro económico del país. Al fin y al cabo vivimos en función de vislumbrarlo.

Partiendo del tratamiento de una parte de la política de apertura petrolera, aquella que tiene que ver específicamente con los contratos de exploración-producción para compartir beneficios y su comparación con marcos regulatorios y tendencias de contratación actuales, este trabajo concluirá presentando algunas hipótesis en relación con el futuro de la política petrolera de apertura y el de la economía venezolana.

I.- Los contratos de exploración-producción

El 19 de junio de 1996 el Congreso de la República de Venezuela dictó un acuerdo (Gaceta Oficial, 1996) mediante el cual autorizó la celebración de ocho convenios de asociación para la exploración a riesgo de nuevas áreas y la producción de hidrocarburos bajo el esquema de ganancias compartidas entre la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP), filial de PDVSA, reactivada para ese propósito, y los consorcios y/o empresas siguientes: 1) Consorcio integrado por Mobil Venezolana de Petróleo, Inc. (EE.UU.), Veba Oel A.G. (Alemania) y Nippon Oil Exploration USA Limited (Japón); 2) E.I. Du Pont De Nemours & Co (EE.UU.); 3) Consorcio integrado por Elf Aquitaine (Francia) y E.I. Du Pont De Nemours & Co; 4) Consorcio integrado por Enron Oil & Gas Venezuelan Ltd (EE.UU.) e Inelectra (Venezuela), C.A.; 5) Consorcio integrado por BP Systems Construction Ltd. (U.K.), Amoco Production Company (EE.UU.) y Maxus Energy Corporation (Argentina); 6) Pérez Compans, S.A. (Argentina); 7) Amoco Production Company y 8) Consorcio integrado por The Louisiana Land & Exploration Company (EE.UU.), Norcen Energy Resources Limited (Canadá) y Benton Oil and Gas Company (EE.UU.).

Los términos y condiciones más relevantes de esos contratos, cuyo análisis se hará a partir de uno de ellos, puesto que esencialmente contienen las mismas cláusulas, son los siguientes:

Se crea una asociación, bajo la figura de una sociedad anónima, entre CVP (35 % de acciones clase A) y uno o varios inversionistas (consorcio o empresa correspondiente,

65 % de acciones clase B). El objeto de la asociación es la exploración por cuenta y riesgo de los inversionistas, durante un período determinado y bajo un programa mínimo de trabajo, certificado por CVP, de una área promedio de 1700 kms². El área se encuentra ubicada con precisión en el territorio nacional y está subdividida en cierto número de bloques y parcelas. Si la exploración resulta ser exitosa, es decir, si se descubren y evalúan yacimientos comerciales de hidrocarburos en un bloque o grupo de bloques, su desarrollo, explotación, manejo y transporte se hará por cuenta de un consorcio. Este consorcio no tendrá forma jurídica alguna y será constituido específicamente para ese propósito entre los inversionistas y CVP. La participación de CVP no podrá ser mayor de 35 % ni menor de 1%. Las ganancias del consorcio (producción de crudo e ingresos obtenidos por ventas) se compartirán entre sus miembros en atención a su participación correspondiente, luego de deducir los gastos y costos, incluyendo impuestos.

Si se descubren yacimientos comerciales de gas natural o crudos extrapesados, los inversionistas podrán proponer acuerdos de asociaciones especiales u otro tipo de arreglo para desarrollarlos. Es claro entonces, que el fin de esos contratos es el descubrimiento comercial de crudos convencionales (livianos, medianos y pesados).

Cada miembro del consorcio estará sujeto a pagar al Estado venezolano la regalía, una Participación del Estado en las Ganancias (PEG) y el monto del impuesto sobre la renta que resulte después de haber deducido de los ingresos brutos, los costos operativos, la depreciación y los impuestos aplicables -incluyendo la regalía y la PEG. Se estima que el Estado recibirá una participación total que estará ubicada entre 72% y 86% de los beneficios que obtendrá cada miembro de los diferentes consorcios.

Los contratos terminarán, salvo estipulación expresa en contrario, terminación anticipada o renuncia de bloques, 39 años después de haberse celebrado. Hay precisiones sobre posibles prórrogas para los diferentes períodos o fases del contrato, pero en ningún caso podrán exceder los 39 años.

Las áreas o bloques no retenidos por los inversionistas para llevar a cabo actividades de fases o períodos subsiguientes deberán regresar a CVP.

Cualquier controversia que surja con motivo de la interpretación del contrato o de su ejecución será resuelta mediante el procedimiento arbitral establecido por la Cámara Internacional de Comercio de París.

En fin, para cada contrato se crea un comité de control, conformado por cuatro miembros principales: dos designados por los inversionistas, uno por CVP y otro, el presidente, postulado por el Ministerio de Energía y Minas. El presidente tendrá doble voto en caso de empate. Ese comité deberá aprobar las decisiones fundamentales de interés nacional para el Estado venezolano relacionadas con la ejecución del convenio, taxativamente enumeradas en el contrato. Sus decisiones no estarán sometidas a arbitraje.

En diversos momentos, esos contratos fueron objeto de críticas de fondo y de forma. Se sostuvo que no se exigieron bonos de participación ni se incluyeron obligaciones sobre refinación y que el tamaño de las áreas era muy grande en relación con las áreas acordadas en los tiempos de las concesiones y contratos de servicio (Mommer, 1995). Se sostuvo también que había una ausencia notable del empresariado privado nacional (Quiros, 1995); que no han debido aprobarse en bloque sino discutir cada uno de los contratos por separado y que no representaban "casos especiales", tal como lo establece el artículo 5° de la ley de nacionalización (Rodríguez, 1996). En fin, se dijo que esos contratos habían sido originalmente redactados en inglés y luego traducidos al castellano (Leañez, 1996). No obstante, se adujo que exigir un bono por adelantado era contraproducente (Arrieta, 1995) y que pretender trasladar las condiciones del pasado a las realidades del presente hubiese sido meter a Venezuela en una especie de "callejón de autarquía", ubicándola al margen de las oportunidades que ofrecían las tendencias de globalización (Giusti, 1995). Por último, los contratos establecen que cada convenio ha sido suscrito en castellano y en inglés, pero su versión castellana constituye el único texto vinculante.

Sin embargo, es preciso llamar la atención sobre un hecho que pasó desapercibido en esas disputas. Esos contratos se celebraron utilizando los resquicios jurídicos que ofrece un marco regulatorio creado para normar situaciones del pasado. Téngase presente que la ley de nacionalización se sancionó en la década de los setenta, en pleno auge del nacionalismo económico, expresado en la Carta de los Derechos y

Deberes de los Estados de la Organización de las Naciones Unidas, y la Ley de Hidrocarburos en la década de los cuarenta, en medio de la Segunda Guerra Mundial. Si no se podían trasladar las condiciones del pasado a las realidades del presente, ¿no hubiese sido más conveniente para la nación reformar íntegramente el marco regulatorio, antes de celebrar contratos nuevos?. Así han procedido otros países: Noruega en 1985, Argelia en 1986 y 1991, China en 1993.

En todo caso, a fin de tener alguna idea acerca de las tendencias mundiales presentes en materia de legislación y contratos petroleros de exploración-producción, que tenían a su alcance el Estado venezolano y PDVSA, e intentar, luego, comparar ciertos términos y condiciones, puede ser útil examinar algunos marcos regulatorios recientes y ubicar las tendencias actuales de los contratos petroleros de exploración-producción.

II.- Marcos regulatorios y contratos petroleros.

La crisis de la deuda y la caída abrupta de los precios del petróleo de la década de los ochenta trajeron para la industria petrolera internacional, entre otras consecuencias: la flexibilización creciente de los marcos regulatorios de sus actividades en los países petroleros y el uso recurrente de los contratos de producción compartida para las actividades de exploración-producción.

2.1.- Marcos regulatorios.-

Del conjunto de marcos regulatorios novedosos creados por países petroleros, dos merecen destacarse: Noruega y Argelia. Ambos países fueron pioneros en materia de flexibilización de términos y condiciones. Ambos pueden ser tomados como ejemplos de marcos regulatorios del primer mundo y del mundo en desarrollo.

La ley petrolera noruega establece, por ejemplo (Noruega 1985), que las empresas interesadas en explorar y producir petróleo en áreas determinadas de aquel país, deben procurarse una licencia ante el Rey o el Ministro Real de Petróleo y Energía, no ante Statoil, la empresa petrolera pública noruega. El período inicial de exploración es

de seis años, pero puede prorrogarse hasta diez. El de explotación es de 30. La compañía que obtenga la licencia de producción se compromete a pagar un bono de participación en efectivo y una regalía. Está sometida además a pagar los impuestos municipales, estatales y el impuesto petrolero especial. Como toda la materia está reservada al ministro de petróleo y energía, él es el funcionario que interviene en la aprobación y supervisión de los planes de exploración, evaluación, desarrollo y operación de los yacimientos, no Statoil. Por su lado, Statoil debe constituir sociedades mixtas para desarrollar cada descubrimiento comercial de hidrocarburos con participaciones mínimas del 50%. Las disputas o controversias que se susciten con motivo de la ejecución o interpretación de las licencias correspondientes se resuelven por arbitraje nacional, no internacional, en la ciudad noruega de Stavanger (Barrows, 1991).

En su caso, la ley argelina de asociaciones dispone (Argelia 1986), que las empresas extranjeras pueden realizar actividades petroleras en ese país siempre y cuando se asocien con Sonatrach, la empresa petrolera pública argelina. Sin embargo, ha de celebrarse un doble acuerdo: 1) un contrato con la empresa nacional que defina precisamente las reglas que gobiernan la asociación, en particular, participación en los gastos, riesgos, resultados y forma de compartir las ganancias; y 2) un acuerdo con el Estado que defina también con precisión las actividades que desarrollará la empresa extranjera y sus obligaciones frente al Estado. Establece, además, que Sonatrach debe participar con un mínimo de 51% en el reparto de ganancias o producción y que debe asumir o la gerencia de las operaciones de exploración y producción o el rol de operador. Los hidrocarburos extraídos están sujetos a pagar la regalía del 20 %. Los beneficios obtenidos en exploración-producción se someten a la tasa impositiva del 85%. Sin embargo, dependiendo de las zonas y de la rentabilidad económica, se pueden obtener descuentos de la regalía (hasta 16,25% y 12,50 %) y de la tasa impositiva (hasta 75 % y 65%). Las disputas se resuelven a través de un procedimiento y comité de conciliación y la jurisdicción competente es la argelina.

Destinada en principio a estimular las inversiones extranjeras en exploración-producción, la ley de 1986 fue considerada muy exigente por sus destinatarios, las firmas extranjeras. En 1991 hubo de ser reformada (Argelia 1991). El gas pasó a recibir el mismo tratamiento que el petróleo y dejó de estar reservado a Sonatrach y se

introdujo también el arbitraje internacional como medio de resolución de disputas. Vale mencionar que, a pesar de las exigencias de la ley de 1986, entre ese año y noviembre de 1991 se firmaron 15 contratos para explorar hidrocarburos en Argelia (Le Pétrole et le Gaz Arabes, 1993).

2.2.- Contratos petroleros de exploración-producción.

Por simple que pueda parecer, es preciso recordar que no hay nada más parecido a un contrato petrolero de exploración-producción que otro del mismo género. Por tanto, algunas de las cuestiones fundamentales cubiertas por los actuales contratos de exploración-producción estaban presentes ya en el *contrato de arrendamiento* suscrito en 1857 entre el famoso "coronel" Drake, su asociado Bowditch, y la Pennsylvania Rock Oil Company, en Pensilvania (EE.UU.), acontecimiento que marcó convencionalmente el nacimiento de la industria petrolera internacional:

a.- Cesión temporal del uso de los derechos de propiedad de una área determinada de tierra del propietario del suelo al empresario para que éste la explore y la explote bajo un programa mínimo de trabajo.

b.- Organización tecno-económica de las actividades de exploración, producción, transporte, almacenamiento y venta del petróleo "crudo", por cuenta y riesgo del empresario.

c.- Compromiso del empresario de pagar al propietario del recurso natural una parte de la producción obtenida, bien en especie bien en valor, en todo caso, como participación en la producción (denominada históricamente regalía). Conviene destacar, que Drake se comprometió a entregar un barril de petróleo por cada ocho que produjera, es decir, "una renta de un octavo" (12,5%), o a comprar ese barril a razón de US \$ 0,45 por galón. Si producía otros minerales (carbón, por ejemplo), pagaría "10 % de los beneficios netos".

d.- Causas de resolución del contrato: incumplimiento con el programa de trabajo, pago de renta, etc.

Por supuesto, como se trata de un *negocio*, y de uno muy lucrativo, el acceso a la información es de suma importancia para ambos negociantes. En la sociedad de mercado, sin embargo, el empresario intentará concentrar *toda* la información sobre la organización tecno-económica de las actividades de la industria; el propietario del recurso natural intentará centrar su atención en los métodos de adjudicación de las áreas (directamente o a través de subastas) y en una distinción nítida entre actividades de exploración y actividades de producción. De esa distinción, surgirán precisamente los contratos de exploración y producción. Allí se delimitarán las áreas que serán adjudicadas y su extensión, los plazos, la devolución de las áreas ociosas o no trabajadas (a fin de evitar su monopolización e intentar adjudicarlas mediante otros contratos) y la forma de control del volúmen producido.

Ahora bien, como en la industria petrolera surgen rentas ricardianas, que pueden ser enormes, el propietario del suelo intentará apropiárselas, todas o una parte de ellas, a través de algún medio de participación en los beneficios del empresario, antes de la firma del contrato de producción o en el momento de su renovación. Por esta razón, la información relacionada con el costo de producción del recurso natural será mantenida celosamente bajo secreto por el empresario. El propietario del recurso natural deberá esforzarse, antes de la firma de los contratos, por tener acceso a los términos y condiciones de negociación de contratos similares en otras latitudes y a los precios de venta del recurso natural. Sin embargo, el propietario del recurso natural sólo podrá estimar los beneficios del empresario, nunca averiguarlos con exactitud. Por tanto, la apropiación de las rentas diferenciales serán siempre objeto de negociación constante, siempre objeto de reparto, siempre objeto de compromisos, pero en principio ellas deberían recaer todas en el empresario.

Evidentemente, se trata de contratos de muy largo plazo en los que no se pueden prever todas las eventualidades futuras. Los contratantes deberán ponerse de acuerdo sobre los métodos o vías de resolución de disputas. Nada más natural que resolverlos a través de arbitrajes amigables o, en su defecto, recurriendo a los tribunales competentes del área donde se localizará la producción.

En fin, habrá que definir reglas precisas acerca de la propiedad futura de los activos que se incorporarán a la tierra para extraer el recurso natural: ¿pertenece al empresario o al propietario del suelo? En este último caso, ¿habrá indemnización o no?

A medida que el uso principal del petróleo pasó de ser kerosene a gasolina y que la actividad se extendió fuera de los Estados Unidos, por el resto del mundo, las empresas petroleras tuvieron que entrar en negociación con los Estados petroleros, casi todos pobres y subdesarrollados. Al comienzo, se suscribieron *contratos de concesión* por muy largos plazos y enormes extensiones de terreno en los que generalmente se pagaron sólo regalías. Pero, luego, cuando los Estados del Tercer Mundo comenzaron a modernizarse, exigieron a las empresas petroleras que pagasen también, como toda otra firma constituida en esos países, impuestos sobre la renta obtenida. De esta manera, los Estados hicieron valer su soberanía nacional para apropiarse parte de la renta petrolera: a través de un proceso complejo de reformas fiscales. Más tarde, constituyeron la OPEP como medio de creación de políticas petroleras comunes; crearon empresas públicas para aventurarse activamente en la industria del petróleo. Crearon también figuras contractuales novedosas para ir aprendiendo la gerencia de las empresas petroleras tradicionales: contratos de producción compartida, contratos de servicio (trasladando el riesgo de la búsqueda del petróleo a las empresas privadas) o contratos de participación (participando plenamente en la actividad).

La nacionalización de las ex-concesionarias y los incrementos exagerados en los precios del petróleo de los años setenta provocaron la reacción de los consumidores hacia el consumo de fuentes alternas de energía y la búsqueda de petróleo en los parajes más inhóspitos y costosos del planeta: Mar del Norte y Alaska. La caída abrupta de los precios, a mitad de la década de los ochenta, dirigió nuevamente la atención de los consumidores hacia el petróleo y la de las empresas petroleras hacia los Estados petroleros, donde se localizan las mayores reservas probadas y baratas del planeta. Sin embargo, había que proceder con cautela. El pasado era muy reciente como para olvidarlo.

En particular, los Estados latinoamericanos que han consentido hasta ahora el regreso de la inversión petrolera internacional, vía privatización de sus empresas públicas

correspondientes (Argentina y Bolivia), vía apertura petrolera (Venezuela), vía desmonopolización (Brasil), han carecido de fuerza política interna para idear nuevas formas contractuales. Los riesgos de las empresas que han invertido sus capitales en las actividades de exploración-producción han tratado de minimizarse por medio de la firma de contratos de producción compartida (o de beneficios compartidos, como en Venezuela). Por supuesto, dependiendo de los acuerdos políticos internos previos, se puede reformar primero todo el marco regulatorio y luego se celebrarán los contratos (Argentina y Bolivia); en caso contrario, se procederá al revés (Venezuela). En este último caso, un eventual cambio en la legislación petrolera futura, que imponga condiciones más onerosas para las empresas, tratará de cubrirse con los términos y condiciones consentidos en el contrato y el apego irrestricto al aforismo jurídico latino: "somos esclavos de nuestras promesas" (*pacta sunt servanda*). Además, como no hay confianza en la imparcialidad de la administración de justicia ni se presume la sensatez de los futuros congresistas, en los contratos se introduce la cláusula del arbitraje internacional como medio de resolución de disputas o controversias. Mientras se aprueba la reforma integral del marco regulatorio, se tratarán de firmar tratados bilaterales que contemplen, entre otras disposiciones, el recurso al arbitraje internacional.

En fin, con la apertura petrolera, Venezuela ha consentido un cambio sustancial en la orientación de su política sectorial: de rentista a productiva. No hubo posibilidad en el pasado reciente de producir un barril de petróleo sin pagar al Estado la regalía de 16,66%, el impuesto sobre la renta del 67,7 % de los beneficios netos de la empresa y el valor fiscal de exportación. Esa, en general, era una política petrolera rentista. Ahora, se ha legislado, se ha resuelto y se han tomado decisiones para adoptar una política totalmente opuesta, que privilegia la rentabilidad empresarial: eliminación del valor fiscal de exportación, asimilación fiscal de los crudos pesados y extrapesados a cualquier otra mercancía producida en la economía venezolana (34% de impuesto sobre la renta) y rebaja de la regalía hasta el 1%, cuando la rentabilidad de la empresa así lo demuestre. Esta es una política petrolera productiva. Por tanto, en este sentido, el calificativo de política petrolera *productiva* significa no sólo privilegiar el volumen de producción sino también la rentabilidad de las empresas. En breve, la tendencia de la política petrolera productiva es la siguiente: un barril de petróleo se extraerá del subsuelo venezolano siempre y cuando sea un negocio empresarial. Sin embargo, a la

luz de los términos y condiciones examinados, conviene preguntarse: ¿cuál es el negocio para el Estado venezolano, ¿cuál es el negocio para el propietario del recurso natural?

Conclusiones

De lo expuesto, se pueden deducir tres conclusiones, por lo menos, y plantear una interrogante:

Primera.- Resulta obvio afirmar que los ocho contratos de exploración-producción venezolanos persiguen como finalidad acelerar la exploración de las áreas nuevas determinadas por el Ministerio de Energía y Minas en favor de CVP. Menos obvio puede ser decir que la producción adicional de crudo venezolano se exportará mayoritariamente hacia los Estados Unidos. Sin embargo, esta afirmación parece encajar perfectamente en: a) la tendencia creciente y sostenida de PDVSA de exportar directamente cada año, desde 1976 hasta la actualidad, mayor cantidad de crudo hacia los E.E.U.U., b) la adquisición de refinerías y canales de distribución de PDVSA en territorio norteamericano, c) los compromisos asumidos en materia energética por los jefes de Estado y de Gobierno en la Declaración de Principios de la Cumbre de las Américas, celebrada en Miami en diciembre de 1994, y d) si los precios del petróleo permanecen más o menos constantes en los próximos años o si muestran una tendencia hacia la baja, la brecha existente entre la demanda y la producción doméstica norteamericana tenderá a ensancharse.

Segunda.- De las negociaciones para lograr esos acuerdos, PDVSA sale tremendamente fortalecida en lo económico y en lo político. No sólo por haber trasladado el costo y el riesgo exploratorio a terceros sino también porque hay una transferencia de competencias de hecho, y un tanto de derecho, desde el MEM (Estado) hacia la corporación. PDVSA podría tener como estrategia política sustituir al MEM, dejarlo como un simple organismo burocrático, y transformarse ella en agencia reguladora, encargada de administrar las reservas petroleras venezolanas.

Tercera.- Las disputas que surgieron con motivo del Comité de Control se hubiesen podido evitar con la firma de dos acuerdos, tal como lo dispone la ley argelina: uno entre el Estado y PDVSA, otro entre CVP y los inversionistas. Como no se hizo, surge la siguiente interrogante: ¿mantendrán su fuerza de ley esos contratos durante 39 años, permanecerán inmodificados?. Son muchas las hipótesis sobre las cuales se podría trabajar, tres parecen particularmente importantes para establecer un vínculo entre la apertura petrolera y el futuro de la economía venezolana:

- a) El propio resultado de la apertura petrolera. Es decir, aumento de las inversiones, incremento de los volúmenes de producción, precios internacionales del petróleo y reparto de ingresos generados entre las empresas petroleras y el Estado,
- b) El resultado de los programas de ajuste estructural sobre la economía no petrolera venezolana y
- c) La correlación futura de fuerzas políticas en el Congreso venezolano y el ambiente internacional.

BIBLIOGRAFÍA

ARGELIA (1986). Law N° 86 - 14 of 19 August.

ARGELIA (1991). Amendements à la loi 86 - 14 du 4 décembre.

ARRIETA, Erwin (1995). Economía Hoy, 11 de marzo.

ARRIETA, Erwin (1996). El Universal, 2 de noviembre.

BARROWS (1991). Petroleum Legislation. Supplement 104 - October.

BUCHANAN, James M. (1983). Rent Seeking, Noncompensated Transfers, and Laws of Sucession. The Journal of Law & Economics, April, Volume XXVI (1), pp. 71 - 85

DOMINGO, C., FARGIER, M., MORA, J., RAMIREZ, V., ROJAS, A., y TONELLA, G. (1965). Modelo Económico y Social de Venezuela, Informe Técnico 95-04. Mérida, Universidad de Los Andes - CESIMO, noviembre.

GACETA OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE VENEZUELA (1996). Caracas, miércoles 26 de junio, número 35.988.

GIUSTI, Luis (1995). Caracas, 23 de febrero (mimeografiado).

KREUGER, Anne O. (1974). The Political Economy of the Rent-seeking Society, American Economic Review 64, 291.

LEAÑEZ, Carlos (1996). Economía Hoy, 20 y 26 de junio.

LE PETROLE ET LE GAZ ARABES (1993). 16 Janvier, Vol. XXV, N° 572, pp. 19 y 20.

MOMMER, Bernard (1989). ¿Es posible una política petrolera no rentista?. Revista del Banco Central de Venezuela, Volumen 4, N° 3, pp.- 55 107.

MOMMER, Bernard (1995). Economía Hoy. 20 de febrero.

NORUEGA (1985). Norway Act N° 11 of 22 March 1985 Pertaining to Petroleum Activities.

QUIROS, Alberto (1995). Economía Hoy, 24 de marzo.

QUIROS, Alberto (1996). La Nacionalización del Estado. El Nacional. Domingo, 27 de octubre de 1996. p. E-2.

RODRÍGUEZ, Alí (1996). Economía Hoy, 20 de junio.