

537
I

18308

CATALOGADO



REVISION DEL REGIMEN DE LIQUIDACION FINANCIERA
A LAS PROVINCIAS
DONDE SE EXPLOTAN HIDROCARBUROS

H. 22210
H. 22214
Z. 39
N. 2021

Secretario General
Dr. Alberto R. Gonzalez Arzac

Dirección de Políticas y Planes
Sr. Luis M. Corcuera

Area de Políticas
Ing. Oscar L. Lombardozzi

Este trabajo fue realizado por el Area de Políticas
con la colaboración del Area Institucional ambas del
Consejo Federal de Inversiones

Personal que intervino:

Ing. Arnaldo Garcés
Lic. Daniel Bianchi
Dr. Mario Valls
Sr. Jorge Varela
— Lic. Víctor Beker
Srta. María Luz Bertoni
Sra. Amelia Bruni
Sra. Juana Llinás

INDICE

1. ASPECTOS LEGALES

1.1. Análisis Legislación Argentina

1.1.1. Proyectos de ley de hidrocarburos elevados en el Congreso Nacional.

1.1.2. Cuadro Resumen de la Legislación Argentina.

1.2. Análisis comparativo de la Legislación internacional con especial referencia a América Latina.

1.2.1. Tributación y repartos de beneficios. Reseña de las contribuciones que impone el Estado en diferentes países.

1.2.2. Cuadro Resumen del sistema tributario y reparto de beneficios a nivel internacional (Cuadros A y B).

2. ASPECTOS TECNICO ECONOMICOS

2.1. Evolución de lo percibido por las Provincias en concepto de regalías: 1970 - 1973.

2.2. Procedimiento para la determinación de regalías.

2.3. Fórmula para el cálculo del valor boca de pozo.

2.4. Análisis de la fórmula de liquidación de los valores boca de pozo.

2.4.1. Flete y zona de influencia

2.4.2. Análisis matemático de las variables de la fórmula. Ejemplos demostrativos.

2.5. Metodología empleada para establecer el precio FOB de los petróleos crudos de YPF.

2.6. Secuencia administrativa en la liquidación de regalías petroleras.

3. ANEXOS (ver material adjunto).

4. BIBLIOGRAFIA Y ORGANISMOS CONSULTADOS.

I. ASPECTOS LEGALES

1.1. Análisis de la Legislación Argentina

Sistema del Código de Minería (desde el año 1887 al año 1935).

El código sancionado en 1866 que, desde 1887 rige la actividad minera en nuestro país, atribuía el dominio originario de los yacimientos de hidrocarburos a la Nación o a las Provincias, según el lugar en que se encontrasen (art. 3), pero les prohibía explotarlos (art. 9). Las Provincias estaban obligadas a conceder parte de los yacimientos a quien primero manifestase su descubrimiento y el resto a sucesivos solicitantes. Para preservar sus derechos el concesionario debía trabajar cada pertenencia de 6 hectáreas durante 230 días al año con cuatro operarios por lo menos. Las provincias podían gravar libremente la explotación de minerales, cosa que solo hicieron (Salta, Ley 43).

La Reforma del año 1917

La Reforma que la Ley 10273 introdujo al código sustituyó esa obligación por la de pagar un canon de \$100m/n anuales por pertenencia (de 6 has) a la Provincia, o a la Nación en su caso, e invertir un capital mínimo por pertenencia (a fijar por su autoridad entre \$m/n 10.000 y 40.000).

Ese canon no es jurídicamente una contribución fiscal. La Constitución Nacional solo autoriza al Congreso Nacional para establecer contribuciones directas por tiempo determinado y cuando la defensa, seguridad común y bien general del Estado así lo exija (art. 67 - inc. 2), situación que no se da con el canon. Su pago es la exteriorización del ánimus del concesionario de conservar sus derechos sobre la mina que la ley exige para ampararlos.

La contrapartida de este pago simbólico a las provincias fue un cercenamiento de sus facultades tributarias. La exención por tiempo ilimitado de impuestos, propuesta por el proyecto del Código de Minería (art. 18) de Enrique

/...

Rodríguez, que el Congreso no aceptó, fue reiterada por el autor de la Reforma de 1917, Joaquín V. González, y aceptada solo para el quinquenio siguiente a la concesión.

Convenios al margen del Código de Minería

El reducido monto de sus ingresos fiscales provenientes del petróleo, indujo a algunas provincias a convenir con la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), la explotación de zonas más extensas que las autorizadas por el Código de Minería, a cambio de ventajas especiales. Un convenio del 29-7-1932 imponía a YPF, entre otras obligaciones, la de pagar a Mendoza una regalía del 11 % del petróleo que extrajera.

La prohibición de explotar minerales había sido tácitamente derogada por la Ley 11668 de 1922, que organizó a YPF como ente descentralizado con la facultad de estudiar, explotar y explorar los yacimientos de hidrocarburos que tuviese o adquiriese el Estado Nacional. Lo que no estaba claro, es si YPF debía hacerlo dentro del marco del Código de Minería. Con todo, esos convenios subsistieron hasta que la reforma introducida por la Ley 12161 admitió esa modalidad jurídica,

Reforma del año 1935 (desde el año 1935 al año 1949)

Esa ley, sancionada en 1935 incorporó al Código de Minería, un nuevo título sobre hidrocarburos fluidos que facultaba a las provincias para explotarlos directamente o por terceros. Esto último podían hacerlo concediéndolos al Estado Nacional, a otras provincias o a particulares, mediante las figuras jurídicas del Código de Minería, que para estas sustancias aumentaba a 1.000 has. la superficie máxima concesible por persona y por yacimiento (art. 389), fijaba el canon en \$m/n 10 por ha. (art. 400), y la inversión por pertenencia (de 500 has.) en \$m/n 50.000 anuales (art. 392).

/...

El presente estudio se realizó a partir de las siguientes premisas:

1º) No debe ser puesta en duda la propiedad imprescriptible e inalienable de la Nación sobre los yacimientos de hidrocarburos, principio consagrado por la Doctrina Justicialista que hace al concepto de Soberanía Nacional y que implica, asimismo, la potestad del Gobierno Federal para fijar el precio de los productos que provienen de la explotación de tales yacimientos;

2º) Los recursos naturales del territorio nacional deben ser preservados y explotados en la forma más conveniente al interés nacional y el producto de tal explotación debe ser distribuido en la forma más adecuada a la satisfacción de las necesidades de todo el Pueblo Argentino;

3º) En tal sentido, sería ilógico fundar en el valor de la riqueza extraída, los derechos de las provincias con jurisdicción sobre los territorios en que la explotación se efectúa;

4º) Sin embargo es necesario reconocer que la explotación petrolera, a la vez que dificulta la presencia de otras actividades productivas, significa para los gobiernos locales la obligación de suministrar servicios, con el consiguiente costo. Por otra parte, es necesario planificar las actividades que deberán desarrollarse en previsión del cese de explotaciones por agotamiento de los yacimientos;

5º) Debe tenerse en cuenta el sabio principio establecido por el artículo 40 de la Constitución Justicialista de 1949, cuando después de declarar la propiedad nacional sobre los yacimientos de hidrocarburos disponía: "con la correspondiente participación en su producto, que se convendrá con las provincias". Así se ideaba un procedimiento de concertación entre la Nación y las provincias para acordar la participación de éstas en el producto;

6º) Es imperiosa la puesta en marcha de ese procedimiento de participación y concertación, acordes con la doctrina de la Constitución Justicialista;

/...



7º) La evaluación de las necesidades provinciales debe tener muy principalmente en cuenta: a) los servicios que presta cada provincia, directa o indirectamente, en razón de las explotaciones de yacimientos de hidrocarburos; b) la ausencia total o parcial de otras actividades económicas en las zonas afectadas a la explotación; c) el menor desarrollo relativo de la economía en la provincia de que se trate, en aplicación del principio de justicia distributiva; d) la concurrencia provincial por medio de su mano de obra especializada, capacidad técnica, estructura empresarial eficiente, etc., en el desarrollo de las actividades que el Estado Nacional ejerza en el ámbito de cada jurisdicción, por medio de sus empresas, en lo concerniente a cateo, perforación, almacenamiento, refinamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados.

Cabe aclarar que el objetivo de este trabajo es aportar antecedentes sobre los aspectos legales y técnico-económicos que hacen a la determinación y liquidación de regalías de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Es necesario mencionar que en el desarrollo del mismo no se proponen alternativas tendientes a modificar el mecanismo en vigencia ya que no está contemplado dentro de los alcances fijados. En consecuencia, se ha pretendido aportar "elementos de juicio" para eventuales tomas de decisiones.

Por último, cabe puntualizar que el presente documento es de carácter provisorio, sujeto a revisión y para discusión interna.

Buenos Aires, abril de 1974.

Si bien esas obligaciones eran relativamente inferiores a las que recaían sobre otros minerales se adicionó la de pagar una contribución del 12% del producto bruto, que comunmente se llamó regalía (art. 401).

Simultáneamente, se eximió de todo otro impuesto nacional, provincial o municipal a la explotación de hidrocarburos fluidos.

Otra facultad, que las provincias no ejercieron, fue la de constituir sociedades mixtas al efecto (art. 374).

Convenios autorizados por la reforma de 1935.

La fórmula preferida para normar las relaciones de la Nación con las provincias en la materia fue el convenio (art. 374). Ella permitió a YPF pactar la exploración y explotación de casi todo el país y a las provincias obtener ventajas adicionales a las previstas por el régimen de concesiones.

Nacionalización mediante la reforma constitucional de 1949. (desde el año 1949 al año 1956).

La reforma de 1949 que estableció el dominio nacional sobre los yacimientos de petróleo, carbón y gas, reconoció a las provincias una participación en sus productos a convenir con la Nación.

El Decreto 4514/50 dispuso que, hasta tanto se celebrasen los acuerdos determinados por el art. 40 de la Constitución Nacional, la participación que el mismo establecía a favor de las provincias petroleras, estaría representada, por el importe de las regalías, cánones, indemnizaciones u otros conceptos que venían percibiendo de acuerdo a los convenios y leyes vigentes antes de promulgarse la Constitución. La acreditación tenía carácter irrevocable pero estaba sujeta a las modalidades de los convenios que se firmasen al respecto.

/...

Esos convenios fijaron la participación provincial en el 12% de la producción neta (incluso del gas), y una compensación o sustitución de los beneficios que se abonaban a la provincia en concepto de indemnización por reserva petrolífera, cánones, sueldos, personal fiscalizador, becas y otros emolumentos que se liquidaban hasta esa fecha (Convenio Mendoza - ENDE del 20-12-54 ratificado por la Ley de Mendoza 2419 del 22-12-1954, arts. 3, 7 y 8). No fueron ratificados por la Nación, y Mendoza retiró su ratificación declarando vigentes los convenios de 1940 (Dec. 1724/56). Igual camino siguió Salta.

Se habló de participación y no de regalía. La empresa petrolera nacional había pagado una regalía a las provincias, cuando el Código de Minería les atribuía el dominio originario de las minas, pero ello no era jurídicamente posible frente a la norma constitucional, que nacionalizaba los yacimientos (art. 40). No tuvo efecto práctico establecer la naturaleza jurídica de esa participación por surgir de la Ley Suprema de la Nación. Los motivos que pudieron tener los constituyentes que la establecieron, pueden ser tanto mantener la ecuación económica existente entre Nación y Provincia, como indemnizar la incorporación del bien al dominio nacional o el perjuicio e incomodidades que la explotación petrolera ocasiona a las provincias o bien todas ellas.

Por su parte, los convenios pretendieron dar carácter resarcitorio al pago compensatorio o sustitutivo de otros beneficios distintos de la regalía pactada.

Proclama revolucionaria de 1956 (desde el año 1956 al año 1958)

Mendoza y Salta retiraron su ratificación amparándose en la proclama de un gobierno de facto, que declaraba vigente la Constitución sancionada en 1853, con las reformas anteriores a 1949. En consecuencia, se continuaron aplicando los convenios celebrados en 1940, e idénticos términos se acordaron con las nuevas provincias de Neuquén, Chubut y Santa Cruz.

/...

Sancción de la ley 14773 (desde el año 1958 al año 1967)

En 1958 la Ley 14773, que estableció nuevamente el dominio nacional sobre los hidrocarburos, reconoció a las provincias el 50% del producto neto de la explotación (art. 5). Mientras no alcanzase el monto que percibían las provincias al promulgarse la Ley, YPF les abonaría una "regalía" del producto bruto. Por primera vez una ley nacional, denomina "regalía" al pago que se impone a favor de las provincias.

Esa Ley, otorgó total exención de gravámenes, impuestos y tasas a YPF; sólo debían pagar contribuciones de mejoras y tasas retributivas de servicios (art. 7).

Ello benefició indirectamente a empresas con que contrató la explotación y explotación de petróleo, a través del siguiente mecanismo:

- a) YPF se hizo cargo de todo impuesto, tasa, contribución, tributo, gravamen derecho, o recargo de cualquier tipo o naturaleza de que esas empresas resulten ser deudoras al Estado Nacional, Provincial, o Municipal, o cuyo pago pueda ser legalmente exigido en el país por cualquier autoridad o entidad (Ej. Contrato con la Shell, art. 10, inc. a).
- b) La Ley 15273 dictada posteriormente consideró las estipulaciones de este tipo como exenciones a favor de los contribuyentes de dichos impuestos. Ello afectó la participación provincial en esos impuestos.
- c) Además la Corte Suprema declaró que, por imperio del art. 67 inc. 27 de la Constitución Nacional, la Provincia de Santa Cruz no podía gravar las actividades lucrativas en yacimientos petrolíferos incorporados al dominio exclusivo de la Nación por la Ley 14773 (Atlas S. A. c/Prov. de Santa Cruz CSN 8-11-1972. LL. T° 151, 18-9-1973).

Sancción de la ley 17319 (desde al año 1967 al presente)

El Decreto Ley 17319 que mantiene la nacionalización, permite otorgar concesiones a particulares y reconoce a las provincias una participación en

1...

efectivo del 12% del producido bruto medido en boca de pozo, que perciba el Estado Nacional de empresas estatales o particulares (arts. 12, 59, 61 93).

Por su parte, la Nación percibe -y no coparticipa con las provincias- un canon anual de m\$ n 20.000 anuales (art. 58), además percibe de los concesionarios un impuesto especial a la renta del 55% que coparticipa con las provincias (art. 56, inc. C).

Los concesionarios de explotación pagarán, además los impuestos provinciales existentes en el momento de la concesión, las tasas retributivas de servicios, las contribuciones de mejoras y los incrementos generales de impuestos (art. 56, inc. a).

Modalidades del pago de las regalías

El Decreto 1671 del 9-4-1969 determina los volúmenes sobre los que se calcula la regalfía. De los hidrocarburos líquidos extraídos se deben deducir el agua e impureza, los volúmenes necesarios para el desarrollo de exploraciones o explotaciones de cualquier área otorgada al concesionario y las pérdidas por caso fortuito o fuerza mayor, anteriores al lugar de medición (art. 2, III, a). Del gas natural se deducirán los volúmenes necesarios para el desarrollo de actividades propias exploración o explotación en cualquier área otorgada al concesionario. Del gas extraído de yacimientos prevalentemente gasíferos, se deducirán los que el concesionario pruebe que han sido empleados en requerimientos propios o que han perdido por caso fortuito o fuerza mayor (art. 2, III, b).

No se justifican las diferencias de matices que hay entre las modalidades del cálculo de la regalfía petrolífera y la gasífera. Por el contrario, inducen confusión.

/...

Por otra parte, la exención de pagar regalía a los hidrocarburos que usen en las necesidades de las explotaciones o exploraciones (art. 63 Ley 17319), debería interpretarse restrictivamente y no extenderse a cualquier área explotada o explorada, por el concesionario al amparo de la ley como hace el decreto reglamentario.

Lugar de medición: El decreto reglamentario lo fija para el petróleo, en donde concurren los hidrocarburos de uno o varios pozos que conformen una unidad de explotación conformada por la calidad similar de su producción; para la gasolina que no se incorpore al crudo, en la boca de los separadores; y para el gas, donde pueda efectuarse la medición después de extraída la gasolina (art. 2, IV y V).

Valor atribuido a los hidrocarburos: A los efectos del pago de la regalía, mensualmente la autoridad fijará el precio en boca de pozo, deduciendo al que se cobre en operaciones con terceros, el valor del flete hasta el lugar tomado como base para fijar su valor comercial. Si la autoridad no lo hace, rige el último establecido (arts. 56 y 61 Ley 17319).

Salvo las pequeñas cantidades que actualmente se exportan, su precio de venta es el oficial, fijando periódicamente para el mercado interno (Decretos 5.940 del 15-12-71 y 190 del 1-6-73). La autoridad de aplicación le deduce : a) el flete desde el lugar de medición, hasta el de entrega (aunque la ley erróneamente indique el sentido inverso), cosa que ha hecho retroactivamente por Resolución N° 8 del 16-1-1974; b) los gravámenes fijados por los decretos-leyes 17574 y 19278 para obras hidroeléctricas (art. 5) y por los decretos-leyes 18201 y 19366 para obras viales; c) las bonificaciones a reventadores compensatorias de los gastos de comercialización (art. 5).

Forma de pago: El concesionario y empresas estatales en su caso, presentarán dentro de los treinta (30) días siguientes al vencimiento, una liquidación mensual de la regalía, junto con el pago de la regalía cuando correspondiere hacerlo en efectivo, (art. 4). El pago se efectuará directamente a cada provincia (art. 20).

/...

Control Provincial

Ningún procedimiento se acuerda a las provincias para verificar la corrección de las liquidaciones que le efectúen las empresas estatales o privadas.

La autoridad de aplicación, que es nacional, fiscaliza el ejercicio de la actividad petrolera, teniendo acceso a la contabilidad de los concesionarios, y puede hacer uso de los medios que, a tal fin considere necesarios (arts. 75/78 Ley 17319). Claro está que las provincias podrán pedir una liquidación documentada de la regaña en que ellas participan y aún reclamar administrativamente y judicialmente contra cualquier deficiencia en su liquidación, pero más equitativo sería que la provincia tuviese acceso directo a los procedimientos para su cálculo y verificación. Se cumpliría el fin señalado, si las inspecciones son realizadas conjunta o alternativamente por autoridades nacionales y provinciales.

1.1.1. Proyectos de ley de hidrocarburos elevados en el Congreso Nacional. (*)

Hasta el presente han tenido entrada en el Congreso dos proyectos de ley de hidrocarburos (de los cuales adjuntamos copias), el primero lleva el n° 327 y corresponde a la bancada Radical y el segundo el n° 1017 elaborado por la Alianza Popular Revolucionaria. Ambos proyectos han sido girados a la Comisión de Energía y Combustibles, Asuntos Constitucionales Especializada y Presupuesto y Hacienda para su estudio.

Por parte del Frente Justicialista de Liberación y de acuerdo a la información recabada en la presidencia de la Comisión de Energía y Combustible, se está trabajando en la elaboración de un proyecto, sin que hasta el momento se haya logrado plasmar la iniciativa en un proyecto concreto.

Ambos proyectos en estudio establecen que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en el subsuelo de la República pertenecen al dominio del Estado Nacional (ver artículos 1° y 2°).

Con respecto a "Regalías" el proyecto de la APR en su artículo II expresa: "Las provincias en cuyo territorio se extraigan hidrocarburos líquidos y/o gaseosos recibirán una regalía en efectivo por YPF, y Gas del Estado, según corresponda, y su monto lo establecerá el Poder Ejecutivo Nacional".

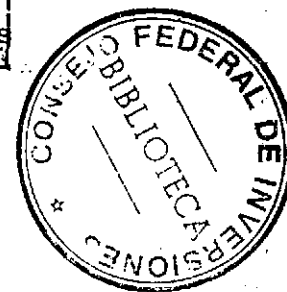
En el proyecto Radical no se menciona el tema, siendo el mismo objeto de especial tratamiento en otro proyecto de ley (del cual acompañamos copia) que fija una regalía del 16,75% del producto bruto de la explotación correspondiente a cada una de las provincias y territorio nacional en cuyo suelo se encuentren yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos.

El porcentaje elegido ha sido tomado teniendo en cuenta el máximo valor para el pago de regalías petroleras vigentes en el mundo y que corresponde a Venezuela, país que recibe el $16 \frac{2}{3}$ de la producción bruta de petróleo y gas.

(*) Ver Anexo Legal

1.1.2. - CUADRO RESUMEN LEGISLACION ARGENTINA

Ley de Aplicación	Vigencia		Dominio de los yacimientos de hidrocarburos	Obligaciones del Concesionario	Regalía	Comentarios
	Desde	Hasta				
Código de Minería	1887	1935	Nación o Pcias.	Trabajar 6 has durante 230 días por año con 4 operarios.	-	Prohibía explotar los yacimientos de hidrocarburos a la Nación o a las Pcias. YPF recibe a través de sucesivas leyes y decretos zonas en calidad de reservadas para su explotación.
Ley 10273	1917	1935	Nación o Pcias.	Canon de 100 m\$n por pertenencias de 6 has a la Nación o Pcia. O invertir un capital entre 10.000 y 40.000 m\$n.	11%	Convenio del 29-7-32 entre YPF y la Pcia. de Mendoza que obligaba pagar una regalía del 11% del petróleo que se extrajera.
Ley 12161	1935	1949	Nación o Pcias.	Canon de 10 m\$n por ha y la inversión de 50.000 m\$n cada 500 has	12% del prod bruto	Autoriza a la Nación o a las Pcias. para explorar y explotar sus yacimientos, hacer reservas de zonas por 10 años. La propiedad de los hidrocarburos extraídos siguen perteneciendo a los titulares de las concesiones.



Ley de Aplicación	Vigencia		Dominio de los yacimientos de hidrocarburos	Obligaciones del Concesionario	Regalía	Comentarios
	Desde	Hasta				
Artículo 40 de la Constitución de 1949	1949	1956	Nación	Se respetaron las concesiones existentes	12% en concepto de participación <i>es/ neto</i>	Autoriza a concertar nuevos convenios entre la Nación y las Pcias. y por primera vez se habló de participación y no de regalías
Proclama "revolucionaria" de 1956	1956	1958	Nación o Pcias.	Se continúan aplicando los convenios celebrados antes de 1949.		Se declara vigente la Constitución de 1853 con las reformas anteriores a 1949.
Ley 14773	1958	1967	Nación	Total exención de gravámenes impuestos y tasas a YPF. Solo debían pagar contribuciones de mejoras y tasas retributivas de servicio.	50% del producto neto de la explotación	Por primera vez una ley nacional denomina " <u>regalía</u> " al pago que se impone a favor de las provincias. El 50% no podrá ser inferior al 12% del producido bruto.
Ley 17319	1967	presente	Nación	La Nación percibe un: - canon anual de 20.000 m\$n - impuesto especial a la venta /...	12% de producido bruto	Permite otorgar concesiones a particulares y reconoce a las Pcias. una participación en efectivo del 12% del producido bruto medido /...

/3.

Ley de Aplicación	Vigencia		Dominio de los yacimientos de hidrocarburos	Obligaciones del Concesionario	Regalía	Comentarios
	Desde	Hasta				
/...				del 55 % que coparticipan con las pcias. Los concesionarios de explotación pagarán: - impuestos provinciales - tasas de servicios - contribución de mejoras		en boca de pozo, que perciba el Estado Nacional de empresas estatales o particulares. El concesionario y empresas estatales liquidarán mensualmente las regalías. El pago se efectuará directamente a cada provincia. Control Provincial: ningún procedimiento se acuerda a las provincias para verificar la corrección de las liquidaciones que le efectúen las empresas estatales o privadas.
"Proyectos" de Ley de hidrocarburos. <u>Alianza Popular Revolucionaria</u>			Nación		Monto a establecer por el Poder Ejecutivo Nacional	Las Provincias en cuyo territorio se extraigan hidrocarburos recibirán una regalía en efectivo por YPF y Gas del Estado, según corresponda y su monto lo establecerá el Poder Ejecutivo Nacional.
<u>Unión Cívica Radical</u>			Nación		16,75 % del producto bruto	



1. 2. Análisis comparativo de la Legislación internacional con especial referencia a América Latina.

Liberalidad inicial

Los códigos de minería, inspirados en la legislación que España dictó para sus colonias (1) rigieron inicialmente las relaciones entre el Estado, administrado~~o~~ soberano de los yacimientos, y los particulares. Para estimular su exploración otorgaban a los descubridores parte de los yacimientos alumbrados a cambio de una regalía. El Código Minero de 1904, permitía a Venezuela pactar regalías del 7,5 al 16%; México en el mismo año imponía a su concesionario más importante el 10%, Bolivia las fijó en el 10% por la ley del 12-12-1916; y Venezuela recién en 1943 las fijó en el 16,66%.

Este principio pasó a la legislación de algunos países petroleros de América Latina (Bolivia, Código Petrolero; art. 76, y Decreto Ley 10170 del 28-3-72, art. 27; Colombia, Código Petrolero, art. 26; Ecuador, Ley 1459 del 27-9-71, art. 21; Perú, Ley de Hidrocarburos, art. 26; Venezuela, L. H. arts. 17 y 18 y reforma del 7-8-67).

Además esos códigos de minería y la primitiva legislación petrolera, otorgaban a la explotación exenciones tributarias que no siempre alcanzaban su objetivo de estimular la producción. Por otra parte, un aumento de la producción no implicaba un mayor beneficio para esos países, ya que

/...

(1) Las minas son propiedad de mi Real Corona... " sin separarlas de mi Real Patrimonio las concedo a mis Vasallos... que hayan de contribuir a mi Real Hacienda la parte de metales señalada... " (Ordenanzas de Aranjuez Título V).

ello no contribuía a su industrialización, los dotaba de una infraestructura poco adaptable a otros fines, creaba pocas oportunidades de empleo y las divisas que aportaba no bastaban para emprender reformas económicas estructurales. En otros países la exención tuvo el resultado opuesto de estimular el acaparamiento de concesiones por empresas que no estaban impedidas a recuperar, mediante una explotación racional, impuestos que guardasen alguna relación con la importancia de los yacimientos.

Reformas y estrategias

Ese estado de cosas indujo a algunos países exportadores de petróleo a procurar un mayor ingreso fiscal. Unos países de América Latina recuperaron yacimientos concedidos, como Bolivia (1937 y 1969) y México (1938). También lo hicieron otros continentes, la Unión Soviética en 1917, aunque renegoció algunas de ellas en mejores condiciones en 1928, e Irán en 1932 y nuevamente en 1950, también en ambas oportunidades, renegoció mejores condiciones.

Otros países prefirieron aprovechar la experiencia, el capital de riesgo; además los países exportadores necesitaron muy especialmente las conexiones comerciales externas de las empresas privadas, controladas casi

/...

siempre por empresas extranacionales, y éstas a su vez por estados extranjeros. Ello les ahorra, por otra parte, un proceso reivindicatorio que solía estar rodeado por presiones económicas, políticas, diplomáticas y a veces violentas. La alta rentabilidad del negocio petrolero en permanente progreso permitió imponerles una mayor presión tributaria y otras obligaciones.

El primer obstáculo que se presentó a ello, fue la irrevocabilidad de los derechos adquiridos por los concesionarios frente al Estado. Como ellos no sólo consistían en el derecho de explotar los yacimientos, sino también en las exenciones impositivas citadas, las empresas alegaban que, la ley no podía perjudicar retroactivamente su situación patrimonial.

Nuestra Corte Suprema de Justicia declaró inconstitucional la imposición de regalías a las concesiones petroleras durante el período en que habían sido eximidas, expresamente por una ley anterior. (Calderón, Horacio C/ Gobierno Nacional, S. C. N., marzo 15 de 1946, L. L. T° 44, pág. 407)

Cuando Arabia Saudita elevó el impuesto sobre la renta de empresas petroleras al 50% en 1950, un tribunal arbitral declaró que la concesión a favor de la Aramco, no podía ser modificada unilateralmente por el Estado.

Venezuela procedió con mayor cautela. En 1943 ofreció nuevas concesiones más razonables que las existentes a las empresas que aceptasen someter las concesiones anteriores al nuevo sistema (L. H. 13-3-1943). Ese nuevo sistema le permitió elevar la tributación total de cada empresa al 50% de sus utilidades en 1948, y diez años más tarde elevar al 47,5% el impuesto sobre las utilidades pagadero además de los otros impuestos (lo que elevó la tributación total a casi el 70% de las utilidades). Luego aumentó esa por ciento periódicamente, a niveles tales que llegan a desalentar nuevas inversiones.

Lo mismo hizo Libia (Ley 20-11-1965), Trinidad y Tabago (Ley Petrolera N° 46 del 30-3-1969) y Ecuador (Ley de Hidrocarburos 1459 del 27-9-1971).

/...

*no es
o pas interior*

Resultados

Los ingresos fiscales aumentaron sustancialmente. En Medio Oriente fue estimulado por Venezuela a aumentar su participación en los beneficios de la explotación petrolera, concertando una política frente a las empresas, a través de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, (OPEP). Ello contribuyó a que el precio del petróleo subiera considerablemente.

La alta presión tributaria sobre las utilidades se registra principalmente en las áreas más productivas y exportadoras. Previendo que ello desaliente la obtención de altos precios y la contención de los costos, los estados exportadores se cubren pactando costos presuntivos casi siempre reajustables y presumiendo "jure et de jure" los precios mínimos de venta aún cuando las empresas no los alcanzasen.

Un indicio que la posición negociadora, tradicionalmente favorable a las empresas vinculadas a los países importadores está cambiando a favor de los países exportadores, es que esa presunción tuvo originariamente el objeto de hacer prevalecer los precios reales de mercado, para proteger a los estados contra la simulación o negligencia de las empresas. Actualmente, los estados los usan como una garantía de su estabilidad presupuestaria frente a las fluctuaciones del mercado internacional. (1)

Otro es que, además de seguir cobrando la regalía y cánones característicos de la preguerra, y de participar en progresión creciente en los beneficios como lograron en la posguerra, los estados productores crean sus propias empresas, que se suelen asociar a la explotación, lo que les permite adquirir experiencia técnica y comercial sin correr el riesgo minero, y además, se procura que no sea la empresa la que pague al Estado lo que corresponda, sino a la inversa, actuando la empresa eventualmente como su mandataria.

/...

(1) "Si no alcanzan (las empresas) a vender a esos precios, tendrán de todos modos que pagar como si hubieran vendido a esos mismos precios". Exp. del Ministro de minas e hidrocarburos de Venezuela, 6-9-1966.

En todos los casos, la explotación se sujeta a programas que satisfacen ampliamente los designios del Estado.

Caso de los países que producen para su propio consumo interno.

Distinta es la situación de los países productores, que no exportan petróleo. Mientras que Brasil y México monopolizan la producción, Argentina admite la colaboración del capital privado. La tendencia a dar preferencia siempre al mercado interno y tratar de atenderlo mediante fórmulas propias del servicio público, hace que el precio de venta sea justo y razonable, pero gravado frecuentemente con impuestos destinados a financiar el desarrollo de ciertas actividades o regiones.

Beneficio a favor de estados y municipios suprayacentes

Brasil otorgó a los estados una participación en el capital social de la empresa monopolizadora estatal Petrobras S. A. del 8%, y a los municipios del 2% del valor atribuido a los yacimientos que en ellos se encuentran (art. 9 inc. 3 Ley 2004 del 3-10-1953) y una indemnización del 15% del valor de la producción (Ley 3257), que la Asamblea General Extraordinaria de Petrobras del 15-8-1961, suplementó con un 3% adicional, repartido en la misma proporción. La Constitución Nacional ²⁰garantiza los Estados y municipios el 40% de los impuestos que sólo el Gobierno Federal puede establecer sobre la producción, importación, circulación, distribución y consumo de combustibles y lubricantes fluidos (arts. 8, inc. 14, art. 22, inc. 8 y art. 28 inc. 1). La empresa colombiana de petróleo (Ecopetrol), por su parte, debe aportar a los departamentos y Municipios el 10% de su producción bruta (Estatuto Orgánico apro-

/...

bado por Decreto 2039 del 23-8-1956). Departamentos del oriente de Bolivia gozan también de una participación en la regalía petrolera que cobra la Nación.

Perspectiva de mejoramiento de la participación provincial

El monto de la participación provincial ha sido fijado por ley de la Nación, por lo que su incremento no sería admitido por los particulares, gravados retroactivamente. En los casos en que ella esté directamente a cargo de un organismo estatal, tampoco podría hacerlo el organismo ni el Poder Ejecutivo porque ello violaría la voluntad expresa del legislador respecto a la participación provincial.

Por otra parte, ello sería contrario al acta de compromiso nacional, ya que afectaría en perjuicio del resto del país, el precio de los combustibles, o sustraería recursos destinados a la exploración o exportación de hidrocarburos.

La alternativa de retornar al sistema de la Constitución del año 1949 abandona la rígida certidumbre de la ley, para permitir las negociaciones entre la Nación y cada provincia. Sus pretensiones de mejora no podrían esgrimir la amenaza de negar a la Nación el acceso al petróleo subyacente en ellas, como se llegó a insinuar antes de 1944. Además, deberían convencer de la justicia o conveniencia de sus reclamos al Poder Ejecutivo y a un Poder Legislativo cuya mayoría pertenece a las provincias sobre cuyos habitantes recaería el aumento de la participación.

Frente a la misma situación, el Poder Ejecutivo había pactado con Mendoza el pago de lo que anteriormente percibía como regalía, que es también la que hoy se le paga más una compensación sustitutiva de los beneficios que percibía antes de la reforma constitucional. Hoy no percibe esa compensación, pero coparticipa en una tasa del impuesto a los réditos superior a la de esa época.

Por los que el éxito del reclamo dependerá esencialmente de la justicia y conveniencia que los poderes nacionales le atribuyan.

Sin perjuicio de que intenten las provincias petroleras un planteo sustancial respecto a su participación en los beneficios de la actividad podrían reclamar el estricto cumplimiento de la ley vigente, y una intervención en la fiscalización de las actividades petroleras conforme a las observaciones formuladas en los apartados.

1.2.1. Tributación y reparto de beneficios. (Reseña de las contribuciones que impone el Estado en diferentes países. (*) (**)

Las contribuciones que el Estado impone al productor de petróleo son de distinta naturaleza jurídica:

- a) Las que cobra como concedente de los yacimientos (o del derecho a buscarlos), son inherentes a la concesión, no pueden incrementarse sin alterar sus bases y la falta de pago determina la caducidad. Consisten en una suma inicial, en otra periódica por hectárea, variable con el transcurso del tiempo y según la zona, y una regalía sobre la producción.
- b) Las que cobra como poder fiscal, son los impuestos. Su falta de pago no afecta necesariamente a la concesión. Pueden fijarse unilateralmente sobre una variedad de fuentes, y pueden modificarse en cualquier momento. Los sistemas tributarios suelen limitar el poder impositivo del Estado, según los principios de igualdad y no retroactividad de las leyes impositivas.

La distinción entre estas dos figuras jurídicas es clara teóricamente, aunque su importancia económica es prácticamente igual. El origen histórico también suele determinar que una regalía actúe como impuesto, o viceversa. Algunas concesiones o contratos han eximido de impuestos al concesionario (Código Minero de la Argentina de 1886, de México de 1904, Ley de Venezuela del 13 de marzo de 1943, Ley de Arabia Saudita de 1950 y contratos firmados de 1957 a 1962 por la Argentina).

Cuando la Argentina implantó el pago de regalías (ley 12161 del 21 de marzo de 1965) pretendió darles simultáneamente el carácter de impuesto con el objeto de cobrarlas también en las concesiones existentes. Colombia cobra impuestos sobre los yacimientos de dominio privado y regalías sobre los de dominio estatal. En general, el monto de las regalías o del canon no admite una comparación absoluta, sino que se ha de relacionar con el distinto valor de los yacimientos. Los fructíferos yacimientos del Medio Oriente o de Venezuela, por ejemplo, pueden aportar mayor contribución al Estado que las áreas inexploradas, pobres o agotadas. También debe tenerse en cuenta la duración de la concesión y el volumen de

/...

las reservas probadas del yacimiento, ya que cuanto mayor es el plazo relacionado con la potencia, mayores son los beneficios y las cláusulas especiales.

Ante la complejidad del sistema tributario moderno, todas las legislaciones acuerdan seguridades a los concesionarios contra los avances impositivos.

Al respecto, los países han seguido las siguientes orientaciones:

- a) Limitaciones absolutas al poder impositivo. Así lo hacían Bolivia y el Perú. Mientras Bolivia restringía la tributación por todo concepto al 50% de las utilidades, el Perú la limitaba a los impuestos y escalas enunciadas taxativamente en el código petrolero. En uno y otro cálculo, el concesionario sabe de antemano la máxima presión impositiva que deberá soportar.
- b) Limitaciones especiales. Son las establecidas por Colombia respecto a impuestos locales: por Venezuela con relación a impuestos especiales, y por la Argentina respecto a impuestos locales especiales o nuevos.
- c) Explotación estatal. En este caso la unidad patrimonial del Estado hace teórica la tributación. Sin embargo, PEMEX paga un impuesto único sobre sus entradas brutas; PETROBRAS indemniza a los estados y municipios suprayacentes y YPFB paga regalías.

✓ La Argentina adoptó otra forma de aplicar la exención tributaria, al obligar a YPF a compensar por todo impuesto, tasa u obligación a las empresas prestatarias de servicios que operasen con contratos firmados a partir de 1958.

Obsérvese que el impuesto que se utiliza para limitar la presión tributaria es el que se paga sobre las utilidades, pero se utiliza de diversos modos: en Bolivia señalaba el tope máximo; en Venezuela, el mínimo y en el Perú actuaba como impuesto único.

En Venezuela se calculan las utilidades basadas en precios de referencia mínimos presuntos, sin admitir prueba en contra.

En los países de régimen federal se ha logrado prácticamente la unifica-

/...

ción de impuestos y cargas de la explotación.

Las etapas posteriores a la extracción reciben distinto tratamiento según estén o no monopolizadas. En el primer caso están incluidas en la contribución única de los organismos monopolizadores. En general, las empresas privadas que se ocupan de la refinación tributan del mismo modo que las empresas industriales ordinarias, salvo en Venezuela donde pagan un impuesto sobre los oleoductos proporcional a su uso.

La importación de maquinaria para la explotación petrolera suele estar exenta, total o parcialmente, de recargos aduaneros.

En los países sin monopolios la exportación está exenta de gravámenes a excepción del Perú, donde tributa sumas que luego pueden deducirse del pago del impuesto sobre las utilidades.

El tratamiento cambiario de las exportaciones de petróleo ofrece la más absoluta disparidad, lo que impide señalar tendencias comunes.

Las concesiones y los contratos han sido las dos fórmulas adoptadas para amparar la valorización del patrimonio estatal petrolero, por los particulares.

La aplicación de una u otra fórmula registra la siguiente evolución histórica:

- i) De la figura de la concesión (que nunca reconoció al Estado todos los privilegios que le acordaba el derecho administrativo, sino que se aproximaba al derecho minero, más favorable al concesionario), se pasó a la figura de los contratos de derecho privado.
- ii) Muchas actividades inicialmente desarrolladas por la administración central del Estado se transfirieron a organismos descentralizados.
- iii) Se incrementó la participación estatal en las utilidades y conducción de las operaciones.
- iv) De la apropiación por el particular del petróleo (extraído por él) a cambio de una retribución del Estado, se evolucionó hacia sistemas en que el Estado retiene el petróleo extraído por el particular a cambio de una retribución.

La falta de estructuras para afrontar estos cambios obligó a crear nuevas figuras (inspiradas, a veces, en otras legislaciones), que carecieron de la

/...



elaboración doctrinaria y jurisprudencial que otorgara seguridad a su aplicación.

La comparación cualitativa evidencia diferencias considerables entre las diversas fórmulas, que no provienen de los instrumentos jurídicos adoptados sino del contenido de los derechos y obligaciones que ambas partes se otorgan.

En 1943 Venezuela aumentó la regalía al $16\frac{2}{3}\%$ y en 1948 estableció que la totalidad de los impuestos pagados no debía ser inferior al 50% de las utilidades logrando un ingreso fiscal entre 1948 y 1958 que duplicó largamente los porcentajes obtenidos en el período 1913-1947. En este mismo país, durante los años 1955-1957, los aportes al fisco eran del 52% de las utilidades y se elevaron al 65 y 69% en 1958 (año de la reforma que llevó al $47\frac{1}{2}\%$ el impuesto sobre los ingresos mínimos manteniendo los demás impuestos). Posteriormente el impuesto sobre los ingresos subió al 60%.

Los aportes al Estado que en el Medio Oriente (20%) no alcanzaban en 1948 ni a la mitad de los que recibía Venezuela (55%), en el decenio siguiente progresaron con mayor rapidez que en este último país (46% contra 68%).

En el mismo año (1948) en que Venezuela implantó un porcentaje mínimo del 50%, Kuwait incrementó su regalía a 2,5 dólares por tonelada y pactó una participación en las utilidades del 15%. México, por su parte, celebró contratos con una fórmula nueva.

La participación en el 50% de las utilidades que los Estados pretendían en el decenio de 1945-1955 ha sido ya superada por los principales países productores.

Tanto en las concesiones como en los contratos, generalmente la recuperación de las sumas invertidas por la empresa privada se hace antes del reparto de las utilidades.

En los contratos argentinos de 1958-1962 y en los de 1969 las empresas se resarcen a través del precio de venta de los hidrocarburos entregados a la entidad estatal. La retribución de las empresas que firmaron contratos con México y la de ERAP (Francia) con Irán, pueden calcularse netamente (con relación a la producción en un caso y a las utilidades en otro), mientras en la Argentina la empresa cobra por unidad produ-

cida y debe cubrir con ella íntegramente la inversión.

Sólo conociendo los costos empresariales podrían compararse las transacciones que otorgan en petróleo al Estado con las que lo otorgan a las empresas privadas. Una comparación sobre esta base demostraría que en los contratos mexicanos los beneficios netos por unidad de producción que obtendrían las empresas en caso de resultar económica la explotación, se aproximarían a los promedios obtenidos por Venezuela en la misma época.

Las comparaciones entre las distintas fórmulas también son difíciles por las siguientes circunstancias: unas pocas prestaciones son fijas (inversión mínima, bono inicial); otras, proporcionales (al tiempo y al área, a la producción o a las utilidades brutas o netas); unas, obligatorias (inversión de riesgo y producción mínima, aportes al Estado); otras, optativas (las impuestas por la economía de la operación); unas, contingentes y otras eventuales (reformas tributarias o cambiarias, opciones a favor del Estado, fijación de mínimos de explotación relativos, de precios, de cuotas, etc.); unas son fácilmente determinables y otras de difícil evaluación (aportes de mercado, de conocimiento técnico, etc.) Al contrario de lo que sucede en otros sectores económicos (seguros, transportes, construcción, etc.) en el petróleo no han aparecido todavía fórmulas contractuales uniformes.

(*) Fuente: La Industria del Petróleo en América Latina

Nota: Sobre su evolución reciente y perspectiva- Naciones Unidas CEPAL 1973.

(**) En los cuadros A y B se presenta una síntesis del sistema tributario y reparto de beneficios en diferentes países.

Por las dificultades de interpretación que la confección del cuadro implica, tal información no debe considerarse en forma rigurosa. No obstante, los cuadros mencionados sugieren algunas conclusiones preliminares.

1.2.2. Cuadro Resumen del sistema tributario

A. SISTEMA TRIBUTARIO PARTE I. PAISES QUE

País	Concesión de exploración				Canon	Regalía	Reducciones de canon y regalía	Impuesto sobre las utilidades
	Canon por Ha.			Inicial				
	Zona	Anual	Prórroga					
Argentina		Períodos			m\$ñ 20 000 por km ² (Art. 58 L.H.).	12% (Art. 59 L.H.). 15% durante el período de exploración (Art. 21 L.H.).	El PE puede reducirlo al 5% (Art. 59 L.H.).	55% (Art. 56 ctd.). El PE puede reducirlo hasta el 47% por 10 años a favor de los permisos y concesiones otorgadas dentro de los 18 meses de la vigencia de la L. 17319 (Art. 103 L. H.).
		1º	2º	3º				
		500	1 000	1 500				
		Anuales en m\$ñ por km ² . En período de prórroga se paga de m\$ñ 10 000 a m\$ñ 100 000 (Art. 57 L. 17319, 23/6/67). Reajustables por el PE sobre la base de las variaciones del precio del crudo nacional en el mercado interno (Art. 102 L.H.).						
Colombia	Oriental	Escala progresiva desde US\$ 0.10 el primer año hasta US\$ 1.00 el sexto y siguientes (Art. 26 CP ref. L. 10/16/3/1961, Art. 9).			Se fija en la suma abonada el último año de la etapa exploratoria (Art. 26, id.).	11.5% (Art. 13 L. 10). 14.5% (id.).	En la Región Occidental las concesiones que entren en producción comercial antes del 31/12/1970 pagan sólo el 7% de regalía durante 10 años (Art. 13 L. 10). Se acuerda una reducción del 50% del canon cuando se ha perforado durante 300 días al año (Art. 9 id.).	El complejo sistema tributario sobre la renta exige múltiples operaciones para calcular su incidencia sobre los beneficios. No surge del Código petrolero.
	Resto del país	Escala progresiva desde US\$ 0.20 el primer año hasta US\$ 5.00 a a partir del sexto (id.).						

reparto de beneficios a nivel internacional

REPARTO DE BENEFICIOS ORGAN CONCESIONES

Explotación

Deducción por agotamiento sobre la producción bruta	Otros impuestos	Exenciones impositivas	Refinación	Transporte	Importación	Exportación	Disposiciones cambiarias
	Aduaneros, recargos cambiarios, ganancias eventuales y ventajas especiales pactadas (Art. 56 L. H.).	De nuevos impuestos provinciales y municipales, salvo retributivos de servicios, las contribuciones de mejoras e incremento general de impuestos (Art. 56 a L.H.).					
<p>Ordinaria: 10% de las entradas brutas deducidos impuestos y regalías hasta el 35% del rédito neto (Art. 19 D. 1348/61).</p> <p>Extraordinaria: Los productores en actividad desde 1955 gozan de un 5% adicional si lo reinvierten totalmente en exploración. En la Región Oriental se eleva al 8%.</p> <p>Costos intangibles: Las inversiones improductivas en exploraciones realizadas en zonas no explotadas pueden amortizarse descontando el 10% del valor bruto de las áreas productivas. No son acumulables (id.).</p>	<p>Los yacimientos de dominio privado pagan un impuesto equivalente a:</p> <p>Oriente: 6.5%. Occidente: 8.5%.</p> <p>Explotaciones iniciadas antes del 31/12/1970: 3.5% durante el primer decenio 1/3 de centavo US\$ por cada barril extraído con destino a becas externas (Art. 19 L. 10).</p>	<p>De todo otro impuesto municipal, departamental y fluvial.</p> <p>Por 30 años de todo impuesto especial y a la exportación (Art. 16 L.P., inc. 2).</p> <p>Aduaneros para maquinarias, materiales y equipos dedicados a exploración, refinación y oleoductos. (D.L. 1569/64).</p>	Pagan los impuestos generales solamente.	<p>El impuesto al transporte por oleoducto es del 6% de la tarifa.</p> <p>En las regiones oriental y sudoriental es del 2% (D. 1056/53 Art. 16 y 52).</p>	Exención para la importación de maquinaria y equipo para exploración (Art. 6 Ley 81 de 1960).	Exención por 30 años.	<p>La divisa importada para exploración o explotación petrolera debe ser vendida al sistema bancario al tipo de cambio que fije el Banco de la República.</p> <p>Se otorgan licencias de importación para equipos y maquinaria destinados a la exploración, explotación o exportación de petróleo y derivados.</p> <p>Se aplica una tasa especial para petróleo. (D. 2526, 24/9/1965.)</p>

CUADRO A

País	Concesión de exploración								Regalía	Reducciones de canon y regalía	Impuesto sobre las utilidades
	Zona	Canon por Ha.		Inicial	Canon por Ha.						
		Anual	Prórroga		Anual	1er quinquenio	2º quinquenio	3er quinquenio			
Perú Sólo rige para concesiones y permisos otorgados antes de 1969.		Anual	1ª prórroga	2ª prórroga	Inicial	1er quinquenio	2º quinquenio	3er quinquenio	No se cobra.	Se otorga una deducción proporcional a la producción que puede determinar la rebaja del canon hasta un tercio (Arts. 86/87 LP).	Costa 50% (Art. 90 LP y L 1378 23/12/1961). Resto del país 1ª Década 10% 2ª Década 25% 3ª Década 30% (Art. 93 L.P.). Se descuenta del monto imponible del canon de explotación de cada año (Art. 91 LP) y el impuesto a la exportación (Art. 95 LP).
	Costa	2 s.o.	4 s.o.	6 s.o.	30 s.o.	10 s.o.	100 s.o.	30 s.o.			
	Sierra	1 s.o.	2 s.o.	3 s.o.	15 s.o.	5 s.o.	50 s.o.	15 s.o.			
	Oriente	0.5 s.o.	1 s.o.	1.5 s.o.	7.5 s.o.	2.5 s.o.	25 s.o.	7.5 s.o.			
		(Art. 84 L.P.)			(Art. 89 L.P.)		(Art. 85 L.P.)				
Trinidad y Tabago	Progresivo: 1ª a 6ª año: US\$ 0.20 por acre 7ª a 17ª aumenta de US\$ 1 a razón de US\$ 0.40 anuales (licit. del 22/1/1970).					No se diferencia la explotación de la explotación a los efectos del canon.			12½% en dinero (licitación del 22/1/1970).	De la regalía puede deducirse el pago inicial.	45% (Legislación impositiva para 1969).
Venezuela	2 bolívares por ha. (Art. 38 L.H.).				8 bolívares por ha. (Art. 39 L.H.).	5 bolívares por ha. durante el primer decenio. Luego aumenta 5 bolívares cada quinquenio hasta llegar a 30 bolívares (Art. 40 L.H.).			16½% de la producción bruta de petróleo, asfalto y gas (Arts. 41 y 50 L.H.).	Se puede deducir el monto de lo pagado en concepto de regalía hasta reducir el canon a bs. 1.25 por trimestre y por ha. (Art. 40 L. H.). Puede rebajarse el canon cuando los costos de producción impidan emprender o continuar la explotación económica del yacimiento (Art. 41, inc. 1º, L. H.).	Básico: (Por pertenecer a la 4ª categoría): 2.5%. Complementario: Aumenta progresivamente desde el 10% sobre los primeros 100 000 bs. imponibles hasta el 45% sobre el exceso de 28 000 000 bs. Adicional: Hasta elevar el porcentaje al 50% mínimo (Arts. 15, 33 modif. D. 580, Art. 3, 30/6/61 y ss. L. 13/2/61).

(Continuación) Conclusión

explotación

Deducción por agotamiento sobre la producción bruta	Otros impuestos	Exenciones impositivas	Refinación	Transporte	Importación	Exportación	Disposiciones cambiarias
Sociedades peruanas 25%. Sociedades foráneas 15%, 27.5% (Arts. 92 y 94 LP). Esta deducción no puede superar el 50% de las utilidades netas anuales deducido el factor agotamiento y el impuesto a la exportación (Arts. 92 y 95 LP).	Transferencia de concesiones (Art. 102 L.P.).	El pago del impuesto a la renta libera al concesionario de todo otro impuesto presente o futuro durante el término de la concesión (Art. 104 L.P.) pero no durante el de sus prórrogas.	Sólo pagan los impuestos ordinarios a la renta aunque sean accesorios de una concesión de explotación (Art. 101 L.P.).		Total exención para importaciones temporales (Art. 116 LP). 50% para equipos que se usen en la Sierra y Oriente durante 30 años. (Art. 113 L.P.). El Poder Ejecutivo puede eximir a los equipos destinados a concesiones de refinación, manufactura, transporte y almacenaje (Art. 114 LP).	Deducible del impuesto sobre utilidades netas: Costa: 20% (Art. 95 LP). Resto del país: 1ª década 3%, 2ª década 5%, 3ª década 7%. Luego 10% (Art. 96 L.P.). No deducibles. Impuesto a la desocupación: 1% (L. 7103, 10 / 4 / 1931). Banco Minero 1% (L./9157, 24/7/1940).	El Estado puede exigir que el adelanto de impuesto a la explotación se efectúe en dólares al cambio ordinario salvo que la moneda de compra sea inconvertible (Art. 93 LP).
		Existen algunas deducciones especiales.					
Amortiza el costo de concesiones y los gastos directos de exploración y perforación. Se toma como base el costo no amortizado de la erogación y producción del ejercicio. (Art. 35 L. de impuesto sobre la renta y 92/101 D. Reg. 312 11/1/1956.)	Contribución para el Instituto Nacional de Cooperación Educativa (L. 22/8/1959). Sellos (L. de 1958). Contribución al Fondo de garantía para responder por la inversión de la concesión (Arts. 2, 4 y 6 Ley de 1971).	La de impuestos especiales a cada empresa es total y se considera inherente a la concesión (Art. 43 L.H.) Se permiten amortizaciones extraordinarias de edificios y maquinarias industriales y la amortización del pozo inicial.	Los generales (Art. 46 L.H.) 50% de los de importación que hubieran devengado si hubieran sido importados los productos gravados (Art. 46 L.H.). Cuando se procesa el gas natural en plantas de gasolina natural o similares, el Ministerio determina la participación que corresponde a la Nación (Art. 41 inc. 3 L.H.).	Hasta el 25% de las sumas que perciban en pago por el transporte del combustible (Art. 44 L.H.).	El Poder Ejecutivo puede exonerar de ellos a las actividades ejercidas en virtud de una concesión petrolera (Art. 58 L.H.).	Existen tasas múltiples de cambio. Para petróleo la conversión es 4.4 por dólar. L. 1159/64.	

1. 2. 2. Cuadro Resumen del sistema tribut

B. FÓRMULAS DE DISTRIBUCIÓN DE LOS BENEFICIOS. EJEMPLO

Año	Estado	Empresa	Aporte fijo		Regalías
			Inicial	Anual	
1935	Argentina	Todas (L.12.161)		m\$ n 10 por ha.	+ 12%
1935	Qatar	Anglo Iranian Oil Co.	4 000 000 rupias	+ 300 000 rupias	+ 3 rupias por
1938	Iraq	Basrah Petroleum Co.	£0/4/0 por ton.		£0/4/0 por ton.
1939	Arabia Saudita	Standard Oil Co. of California	£140 000	£20 000 hasta el descubrimiento del petróleo en el área adicional	
1943	Venezuela	Las que obtengan concesiones y las que se acogiesen (Código Petrolero 13/3/1943)	8 Bs. por ha.	Suma variable de 5 a 30 Bs. por ha.	16.2/3%
1948	Venezuela	Todas. Ley de impuesto sobre la renta	Los ordinarios		
1948	Kuwait	American Independent Oil Co.	US\$ 7 500 000	+ US\$ 625 000 hasta el descubrimiento	+ US\$ 2.5 per t
1948	México	CIMA	Otra fórmula, véase el cuadro 96		
1949	México	Cities Services Co.	Otra fórmula, véase el cuadro 96		
1949	Arabia Saudita	American Pacific Western Oil Co.	US\$ 9 500 000		US\$ 0.55 por ba
1950	Iraq	Todas			Aumento a £0.00 por ton.
1950	Bahrein	The Bahrein Petroleum Co.			Aumento de 10 ru por ton.
1950	Arabia Saudita	ARAMCO		9 000 ton. gasolina; 700 ton. queroseno; 7 500 ton. asfalto	+ £0/4/0 oro ton.
1951	Arabia Saudita	ARAMCO			
1951	Kuwait	Kuwait Oil Co.			
1951	Qatar	Qatar Petroleum Co.	Los anteriores		Aumento a 10 ru la ton.
1952	Qatar	Qatar Petroleum Co.	Los anteriores		
1952	Bolivia	Glenn McCarty			16.5% a 40%
1952	Iraq	Iraq Petroleum Co.	£20 000		+ 25% sobre p. pides

y reparto de beneficios a nivel internacional

CONTRIBUCIÓN IMPUESTA A CONCESIONARIOS DE YACIMIENTOS FISCALES

Porcentaje de las utilidades	Duración	Área	Reducción	Aportes totales al fisco			
				Porcentual sobre utilidades brutas		Por barril en US\$	
				Venezuela	Medio oriente ^a	Venezuela	Medio oriente
	Ilimitada	Todo el país y áreas submarinas hasta 3 millas					
	75 años	4 100 millas ²					
+ 20%	75 años	Todo lo no concedido anteriormente		26 promedio 1913/1947	19 promedio 1913/1947	0.23 promedio 1913/1947	0.21 promedio 1913/1947
	s/d						
El que dispusiera la ley	40 años	Hasta 10 000 has.	50%				
Mínimo 50%	40 años		50%				
+ 15%	75 años	La mitad indivisa de la zona neutral		55	20	0.85	0.34
25%	s/d	s/d		60	21	0.71	0.31
	Hasta 2024	Todo el país y regiones submarinas adyacentes	No	51	24	0.61	0.37
50%	Hasta 1999 y parte hasta 2205	340 000 millas ²	No				
No se descuentan los impuestos pagados a otros países							
50% sin descuento de impuestos pagados en el exterior	Hasta 2026	Todo el país y hasta 6 millas de la costa		55	24	0.75	0.41
	Hasta 2010	4 100 millas ²					
o 50%	Hasta 2010	4 100 millas ²					
+ Lo que determina la ley impositiva ^b	35 años	970 000 áreas	50% el primer quinquenio				
o 50%	Hasta 2000	32 000 millas ²					

Año	Estado	Empresa	Aporte fijo		Regulias
			Inicial	Anual	
1952	Iraq	Mosul Petroleum Co.	£ 20 000		+ 25% sobre post price
1952	Iraq	Basrah Petroleum Co.	£ 20 000		+ 33.1/3% s/ post price
1952	Qatar	Shell Overseas Exploration Co.	£ 260 000		
1952	Bahrein	The Bahrein Petroleum Co.			
1952	Perú	Todas (Código Petrolero)	Hasta S. 30	Por hectárea Hasta S. 100	
1954	Irán	Iranian Oil Participants Ltd.			12.5%
1956	Bolivia	Todas (Código Petrolero)	Hasta US\$ 0.40	Por hectárea + Hasta 1.5 + Hasta 11%	
1957	Arabia Saudita	Arabian Oil Co. ^c		US\$ 1 000 000	+ 20%
1957	Kuwait	Arabian Oil Co. ^d		US\$ 1 000 000	+ 20%
1957	Irán	A.G.I.P. Mineraria			
1958	Irán	Pan-American Petroleum Corp. ^e	US\$ 25 000 000	US\$ 400 por km ² desde el 13º año que aumenta a US\$ 600 desde el 23º	
1958	Venezuela	Todas. D.L. impositivo sobre la renta	Los ordinarios		
1958	Argentina	Esso Arg. Inc. Shell Production Co. Panamerican Arg. Oil Co. Cities Services Co. Union Oil Company of California Ohio Oil Co. of Argentina	Otra fórmula Otra fórmula Otra fórmula Otra fórmula Otra fórmula Otra fórmula		Véase el cuadro 9 Véase el cuadro 9 Véase el cuadro 9 Véase el cuadro 9 Véase el cuadro 9 Véase el cuadro 9
1959	Argentina	Tennessee Arg., S. A.	Otra fórmula		Véase el cuadro 9
1961	Kuwait	Kuwait Shell Petroleum Development Co. Ltd.	£ 7 000 000 £ 23 000 000 a pagar después	£ 1 000 000 hasta el descubrimiento, o el 2º año, momento en que se duplicará	+ 12.5%
1961	Argentina	Continental Oil Co. of Argentina	Otra fórmula Véase el cuadro 96		
1961	Argentina	Astra Cia. Argentina de Petróleo, S. A.	Otra fórmula Véase el cuadro 96		
1963	RAU	ENI Italia	No hay		20% del producto 50% del área y del área final

(Continuación)

Porcentaje de las utilidades	Duración	Área	Reducción	Aportes totales al fisco			
				Porcentual sobre utilidades brutas		Por barril en US\$	
				Venezuela	Medio oriente ^a	Venezuela	Medio oriente ^a
o 50%	Hasta 2907	El este del Tigris y el norte del paralelo 33		55	32	0.76	0.53
o 50%	Hasta 2010	La asignada en 1938					
+ 50%	75 años	10 000 millas ²					
50%	Hasta 2024	Todo el país					
+ 50%	Hasta 50 años	Hasta 400 000 has.					
o 50% sin descontar lo pagado a otros países	25 años + 15 opcionales	100 000 millas ²		53	40	0.74	0.72
o 50%				52	45	0.82	0.78
o 56%	44 años	Partes indivisas de las áreas submarinas situadas más allá de 6 millas de la costa	Del 20% cada 5 años a partir del 20º	52	45	0.94	0.80
o 57%	44 años						
75%	25 años a partir de la iniciación de las ventas y hasta 15 de prórroga	22 900 km ²	50%				
o 75%	25 años a partir de la entrega de los primeros 629 000 barriles y hasta 10 años de prórroga	16 000 km ²	25% al 5º año y 25% el 10º	65	43	1.01	0.79
47 1/2% mínimo			50%				
				68	47	0.96	0.79
o 50% sobre post-el prices + opción a la compra del 20% de las acciones	45	Todo el lecho del mar a partir de 6 millas marinas de la costa	20% el tercer año	66	s/d	s/d	s/d
o 0.75% sobre precios a fijar semestralmente	30 con opción a 15 + período exploratorio (4 años)	28 000 km ²	25% el 4º año, 25% el 8º y 40% el 12º				

Año	Estado	Empresa	Aporte fijo		Regalías
			Inicial	Anual	
1963	Indonesia	P.T. Shell Indonesia	US\$ 5 000 000 + 5 000 000 al alcanzar la producción a determinado nivel		+ (20%)
1963	Indonesia	P.T. Stanvac Indonesia	US\$5 000 000 y US\$ 30 000 000 al alcanzar la producción determinado nivel		+ (20%)
1963	Indonesia	P.T. Caltex Pacific Indonesia	US\$ 30 000 000		+ (20%)
1964	Egipto	Panamerican UAR Oil Co.	Hasta US\$ 27 500 000 de costos exploratorios		+ (15%)
1964	Colombia	Tennessee Colombia, S. A. ^e			+ 19%
1965	Libia	Las que se acogiesen (L. 20/11/1965)	£ 500 Libias	+ Hasta \$ 2 500 Libias cada 100 km ²	+ 12.5%
1965	Arabia Saudita	RAP/Francia	US\$ 1 500 000 + 5 000 000 cuando la producción alcance determinado ritmo	+ US\$ 5 por km ² progresivo hasta 500 los últimos 5 años	+ 15% al 20% (nima: US\$ 1 500 000)
1965	Irán (NIOC)	ERAP/Francia	US\$ 27 000 000 al descubrirse producción comercial	Progresivo de US\$ 400 el km ² a 1 050	+ 12.5% sobre el ed prices
1965	Irán ^h	Atlantic Union of California, Sun Oil, Murphy Oil Corp.	US\$ 25 000 000	+ 1.50 a 4.25 por acre	+ US\$ 10 p.h.d. medio cada 30 d
1965	Argelia	Francia, por las empresas francesas concesionarias	No hay		18.75% sobre el
1965	Indonesia	Indonesia Calasiatic	US\$ 5 000 000 + US\$ 5 000 000 cuando la producción alcance determinado ritmo		+ 20
1966	Irán (NIOC)	Grupo alemán	+ US\$ 5 000 000 cuando la producción alcance determinado ritmo	+ Progresivo de US\$400 a US\$1 050	+ 12.5%
1966	Irán (NIOC)	ERAP [Francia]	Otra fórmula	Véase el cuadro 96	
1966	Indonesia	Indonesian American Petroleum Co.	Otra fórmula	Véase el cuadro 96	

(Continuación)

Porcentaje de las utilidades	Duración	Área	Reducción	Aportes totales al fisco			
				Porcentual sobre utilidades brutas		Por barril en US\$	
				Venezuela	Medio oriente ^a	Venezuela	Medio oriente ^a
60% sobre precios reales	30		50% a los 5 años	67	s/d	s/d	s/d
60% sobre precios reales	30		50% a los 5 años				
60% sobre precios reales	20	La anterior					
75% sobre precios reales	30 con opción a 15 más	73 150 km ²	30% al 4º año, 40% al 7º año	66	s/d	s/d	s/d
+ 50% hasta un total global del 59.5%	25 + período exploratorio (6 años)	1 164.07 km ²		s/d	s/d	s/d	s/d
+ 50% s/posted prices	50 prorrogables hasta 60	Hasta 30 000 u 80 000 km ² según la zona	Variable	s/d	s/d	s/d	s/d
+ 40% s/posted prices	30 + período exploratorio (2 a 5 años)	A determinar	20% de las áreas no explotadas cada 5 años	s/d	s/d	s/d	s/d
o lo que determine la ley impositiva	25 prorrogables por 15 + período exploratorio (de 6 a 9)		25% al 5º año 25% al 10º año	s/d	s/d	s/d	s/d
a 50							
53 en 1967 54 en 1968 55 a partir de 1959 a precio real, mínimo US\$ 2.08 por barril	Período exploratorio + 25 años y 5 después de iniciada producción comercial prorrogables por 10 más.	200 000 km ²	1/3 cada 5 años hasta totalizar el 70%				
60%	Período exploratorio (8 años) + 30		25% al 5º año 25% al 10º año				
4% y lo que determine la ley impositiva	Período exploratorio (12 años) + 25 años desde producción comercial prorrogable hasta 15 más	5 150 km ² aprox.	25% al 5º año 25% al 15º año				

CUADRO B

Año	Estado	Empresa	Aporte fijo		Regalías
			Inicial	Anual	
1967	Argentina	Concesionarios	Ventajas especiales	US\$ 20 000 por ha. reajustables	+ 5% al 12%



(Continuación) Conclusión

Porcentaje de las utilidades	Duración	Área	Reduc- ción	Aportes totales al fisco			
				Porcentual sobre utilidades brutas		Por barril en US\$	
				Vene- zuela	Medio oriental	Vene- zuela	Medio oriental
55%	Período ex- ploratorio (hasta 17 años) + 25 años prorro- gables por 10 más	250 km. ² Hasta 5 por persona	50% al 4º o 5º año 50% del re- manente al 7º, 9º, 12º o 17º año. Siempre del período ex- ploratorio				

2. ASPECTOS TECNICO ECONOMICOS

2.1 Evolución de lo percibido por las provincias petroleras en concepto de regalías: 1970-1973

Un primer aspecto que se destaca al analizar las cifras referidas a las regalías provinciales es que mientras la producción de petróleo y, por ende, las regalías medidas en volumen físico (12% del petróleo producido), han tenido una marcha ascendente durante el período considerado lo contrario ha ocurrido con lo percibido por las provincias, medido en pesos de valor constante (Cuadro 3.1 del Anexo estadístico).

Más aún, mientras entre 1970 y 1972 las regalías medidas en petróleo se incrementaron un 10%, su valor en términos reales declinó un 33%.

Esta tendencia se revierte en 1973, en que se produce una leve caída en el volumen de producción pero, en cambio, el valor percibido por las provincias se incrementa. No obstante, pese a que el volumen producido en 1973 es casi igual al de 1971, el valor de las regalías se halla significativamente por debajo del correspondiente a dicho año.

Cabe, entonces, analizar las causas que determinan la disparidad señalada entre las regalías medidas en volumen físico y en términos de valor.

Dado que las regalías se liquidan en base al valor en boca de pozo calculado por la Secretaría de Energía es evidente que es su comportamiento el que se refleja en la evolución del valor de aquéllas. En el (Cuadro 3.10 del Anexo estadístico) pueden observarse los valores nominales y deflacionados que han regido para el período de referencia. Lógicamente, su evolución es paralela a la experimentada por el valor de las regalías.

A su vez, el valor en boca de pozo tiene dos componentes fundamentales: el valor comercial o precio FOB, -que es fijado periódicamente por decreto del Poder Ejecutivo Nacional- y lo que se deduce en concepto de gastos de movimiento y fletes.

Un análisis del comportamiento de los precios FOB, medidos en valores constantes, señala la existencia de una tendencia declinante

hasta 1972, que se revierte en 1973 (Cuadro 3.11 del Anexo estadístico)

Esto indicaría que la evolución de las regalías está esencialmente determinada por el nivel de los valores comerciales del petróleo. Sin embargo, como surge de las cifras expuestas, los precios relativos entre provincias experimentaron cambios, con la consiguiente incidencia en la participación relativa de las mismas en las regalías.

En segundo lugar, también la incidencia de los gastos de movimiento y fletes es variable, aunque con una tendencia general creciente que sólo se revierte en 1973 (Cuadro 3.12 del Anexo estadístico). O sea que éste es un segundo factor -que se suma al comportamiento del precio FOB.- para explicar la tendencia decreciente registrada hasta 1972 y su reversión en 1973, así como las diferencias que aparecen entre provincia y provincia.

En síntesis, de las cifras correspondientes al período 1970/74 surgen las siguientes conclusiones:

- 1º) Mientras la producción de petróleo se ha incrementado, los importes percibidos por las provincias, medidas en pesos de valor constante, se han visto reducidos.
- 2º) En 1973 se produce una reversión de esta tendencia pero aún así las provincias no recuperan los niveles alcanzados previamente.
- 3º) El comportamiento descrito resulta de la acción combinada de los precios FOB. y de los descuentos que se practican en concepto de gastos de movimiento y fletes, que en general se han movido en sentido inverso, acentuando así las fluctuaciones de los valores en boca de pozo.
- 4º) Asimismo, la incidencia de estas variaciones no ha sido uniforme para todas las provincias (Gráfico 3.14) dado que ambos factores -aunque especialmente el referido a gastos de movimiento y fletes- han variado en forma desigual para cada una de ellas.

2. 2. Procedimiento para la determinación de regalías

En este ítem se desarrolla un análisis de los aspectos formales propiamente dichos: la fórmula para calcular el valor "boca de pozo" del petróleo crudo y el flete, zona de influencia y coeficiente de afectación del flete. En aquellos casos que corresponda se hace referencia al artículo de la ley de hidrocarburos o decreto reglamentario que menciona expresamente dicho tema. (*) Para determinar el VPbp la mecánica es la siguiente: se parte del precio FOB o Valor Comercial del petróleo y se recorre el camino inverso, deduciéndose de dicho valor FOB los gastos de movimiento y flete por metro cúbico. Este mecanismo se aplica en las provincias que no poseen refinerías.

En el caso de las provincias con refinerías, se utiliza la fórmula mencionada pero incluyendo un coeficiente que modifica el valor del flete. (**). Al parecer la justificación de tal tratamiento se encontraría en el artículo 5º del Decreto nº 1671/69. -(***)

Del análisis matemático de la fórmula de liquidación de los valores boca de pozo se desprende que:

- Dicha fórmula no resiste un análisis exhaustivo dado que se ponen en evidencia ciertas contradicciones, tanto formales como conceptuales.

- Con la aplicación de dicha fórmula se ven particularmente beneficiadas, aquellas provincias en las que existen refinerías.

En los ejemplos que se anexan acerca de la determinación de los VPbp para la provincia del Neuquén en el año 1973 y para la provincia de Mendoza en los años 1969, 1970 y 1971, tendientes a esclarecer la manera de fijarlo, surgen algunos aspectos relacionados con ese mecanismo:

(*) Ver Anexo legal.

(**) Una explicación mas detallada de dicho coeficiente se desarrolla en el punto 2.4.1.

(***) En la provincia de Salta no se emplea la fórmula porque en la refinería local se elabora todo el petróleo crudo producido en la provincia.

- En estas dos provincias se utiliza una fórmula para determinar el VPbp que al incluir un coeficiente de afectación del flete varia sustancialmente los valores que se obtienen.

En los ejemplos mencionados se efectúa la determinación del VPbp con la fórmula utilizada y se realiza una comparación entre esos valores y los que se obtendrían si no se incluyera el coeficiente de afectación. De dicha comparación surge que los valores hallados de una y otra manera son significativamente diferentes.

Vale decir que el VPbp se incrementaría merced a un tratamiento que hace que el flete influya en menor medida.

2.3. Fórmula para el cálculo del valor boca de pozo.

El siguiente es el desarrollo de la fórmula que determina el valor del petróleo en boca de pozo para efectuar la liquidación de la correspondiente regalfía petrolera, conforme a lo dispuesto en el artículo 61° de la ley de Hidrocarburos n° 17.319, el artículo 5° del decreto n° 1671/69 y Resolución SEM n° 434/69 (xx).

$$V_p B_p = PV FOB - GM - \left[F_p \left\{ 1 - \frac{(P_{e d l} \sum VZ i)}{(P P y) \sum E d l c} \right\} \right] \quad (I)$$

a. Definiciones

$V_p B_p$ = valor del petróleo en boca de pozo (\$)

GM = Gastos de Movimiento (Fletes internos)

$PV FOB$ = precio de venta FOB (valor comercial) (\$)

F_p = Flete del petróleo (\$)

$P_{e d l}$ = Petróleo elaborado en Destilería local (m^3)

$\sum VZ i$ = Sumatoria de las ventas de los principales subproductos (naftas común y super, kerosene, gas oil, diesel oil y fuel oil) producidos en la destilería local (m^3).

$P P y$ = Producción de petróleo en yacimiento (m^3)

$\sum E d l c$ = Sumatoria de la elaboración de los principales subproductos (naftas común y super, kerosene, gas oil, diesel oil y fuel oil) en la destilería local (m^3).

/...

(x) ver ejemplos demostrativos

(xx) ver anexo Legal.

2. 4. Análisis de la fórmula de liquidación de los valores boca de pozo.

2. 4. 1. Flete y zona de influencia -

El flete, a que se refiere el artículo 61° de la Ley n° 17319, está afectado de un coeficiente que relaciona el volumen de subproductos consumidos (referidos a su equivalente en petróleo) en la zona de influencia, de la destilería aledaña al yacimiento, con la producción obtenida en el mismo (yacimiento).

El criterio a aplicar para determinar el coeficiente de afectación del flete hasta el lugar motivo del valor comercial del petróleo, se basa en la economía de tal flete, dada por la proporción de petróleo consumido en la zona de influencia respecto del volumen total producido, es decir:

$$\text{Flete a debitar} = \text{Flete} \frac{\text{Petróleo consumido en zona de influencia}}{\text{Petróleo producido en yacimiento local}}$$

Dicho flete es independiente del incurrido para el movimiento del petróleo desde boca de pozo hasta el lugar de concentración y despacho en el yacimiento mismo.

El consumo de petróleo en la zona de influencia está representado por el volumen de subproductos obtenidos en la destilería aledaña al yacimiento, y que han sido consumidos dentro de dicha zona.

A su vez el consumo de subproductos está medido por la venta de los principales subproductos a saber: motonaftas común y especial, kerosene, gas oil, diesel oil y fuel oil.

La zona de influencia de una determinada provincia productora de petróleo y con destilería ubicada aledaña al yacimiento local, es aquella que a criterio de la Autoridad de aplicación a que se refiere el artículo 97° de la Ley n° 17.319, resulta evidentemente más económica, racional y factible, abastecer desde esa destilería, con los subproductos obtenidos en la misma con petróleo de producción local,

/...

que a partir de otros centros de producción y abastecimiento.

En consecuencia el coeficiente que resulta de relacionar el petróleo consumido en la zona de influencia respecto del producido localmente estaría dado de la siguiente manera:

$$f = \frac{PPy - \sum_{i=0}^n VZi}{PPy}$$

Donde:

f = Coeficiente afectación flete

PPy = Producción de petróleo del yacimiento en cuestión

$\sum_{i=0}^n VZi$ = Suma algebraica de los volúmenes de naftas común y especial, kerosene, gas oil, diesel oil, y fuel oil, consumidos en la zona de influencia del yacimiento en cuestión.

Si se tiene en cuenta que la suma de los principales subproductos no representa el 100 % del petróleo elaborado en la destilería local, corresponde corregir el volumen de la producción del yacimiento, por un factor que represente la proporción real obtenida de los mismos.

Tal factor está dado por la relación entre el volumen de todos esos subproductos obtenidos en la destilería local, respecto de la carga de petróleo procesada en la misma, esto es:

$$\frac{\sum_{i=0}^n Es}{P_{edl}} < 1$$

Donde:

$\sum_{i=0}^n Es$ = Suma algebraica de los volúmenes de naftas común y especial, kerosene, gas oil, diesel oil y fuel oil, obtenidos en la destilería a partir de petróleo producido en el yacimiento local.

/...

$P e d l$ = Volumen de petróleo procesado en la destilería,
proveniente del yacimiento local.

En consecuencia el coeficiente de afectación del flete será igual a:

$$f = \frac{PPy \sum_{i=0}^n Es - \sum_{i=0}^n VZi}{P e d l}$$

$$PPy \frac{\sum_{i=0}^n Es}{P e d l}$$

o lo que es lo mismo:

$$f = \frac{PPy \cdot \sum_{i=0}^n Es - P e d l \sum_{i=0}^n VZi}{P e d l}$$

$$PPy \frac{\sum_{i=0}^n Es}{P e d l}$$

simplificando:

$$f = 1 - \frac{p e d l \sum_{i=0}^n VZi}{PPy \sum_{i=0}^n Es}$$

/...

Es decir:

$$\text{Flete a debitar: FLETE} \left(1 - \frac{P_{edl} \sum_{i=0}^n VZ_i}{PP_y \sum_{i=0}^n E_s} \right)$$

Como la estadística de ventas por provincia, por su naturaleza, no es posible obtenerla sin retraso, se considera práctico liquidar las regalías petroleras de acuerdo a la formulación indicada y cuando corresponda, utilizando la información disponible de los doce meses inmediatos anteriores al mes que se liquida, efectuándose oportunamente la correspondiente liquidación anual definitiva.

2.4.2. Análisis matemático de las variables de la fórmula.Ejemplos Demostrativos.

De fórmula (I)

$$VpBp = PV (FOB) - (GM + F \times f)$$

$$\text{siendo } f = 1 - \underbrace{\frac{PE \text{ d. l.} \times \sum VZi}{Ppy \times \sum Es}}_A$$

$$VpBp = PV (FOB) - GM - F (1-A) \quad II$$

Análisis de Aa) Provincias sin refinerías:

- $A = 0$; cuando $PEdI = 0$, o sea para los casos en que no hay Refinería en la Provincia; y también $VZi = 0$, esto significa que no hay consumo de combustible en la zona de influencia, pero como este caso no es real, sólo es válido el primero.

$$\text{Entonces: } VpBp = PV (FOB) - GM - F (1-0)$$

$$\underline{VpBp = PV (FOB) - GM - F} \quad (1) \text{ Fórmula para el caso de pcias. sin refinerías}$$

b) Provincias con refinerías:b₁) con consumo total del petróleo producido

$$\bullet A=1; \text{ cuando } PEdI = Ppy \text{ y } V_s = E_s$$

lo que equivale a decir que todo el petróleo producido por la destilería local es elaborado y consumido dentro de la zona de influencia por lo tanto, el flete es cero: ($F = 0$).

$$VpBp = PV (FOB) - GM - F (1 - 1)$$

$$\underline{VpBp = PV (FOB) - GM} \quad (2) \text{ Fórmula para el caso de } F=0 \text{ consumo total}$$

b₂) con consumo parcial del petróleo producido

$$\bullet 0 < A < 1$$

En fórmula II, para que el $VpBp$ aumente el valor de A también debe aumentar

$$\underline{VpBp = PV (FOB) - GM - F + F A} \quad (3) \text{ consumo parcial}$$

/...

Para que esto suceda:

Aumentará si el producto ($P_{edi} \times \sum VZ_i$) aumenta, esto ocurre cuando P_{edi} y/o $\sum VZ_i$ aumentan y también si ($PP_y \times \sum Es$) disminuye.

Ahora bien, si consideramos que el petróleo elaborado (P_{edi}) y los productos obtenidos ($\sum Es$) se mantienen sin variaciones importantes (supuesta una capacidad de Refinación constante en el mediano plazo), llegamos a la conclusión que la única posibilidad racional que admite un aumento en el $VpBp$ es que aumenten las ventas en la zona de influencia que por otra parte estarían limitadas por la capacidad de elaboración de la Refinería perteneciente a esa zona.

La otra posibilidad matemática de aumento del $VpBp$, de acuerdo al análisis del factor ($PP_y \times \sum Es$) para que éste disminuya debería disminuir la producción (PP_y) lo que aparentemente es contradictorio.

Los ejemplos desarrollados a continuación permitirán tener una idea más objetiva del análisis, asimismo quedarán demostradas las ventajas de las provincias que poseen refinería frente a las que no las tienen.

EJEMPLOS DEMOSTRATIVOS

COMPARACION ENTRE LA DETERMINACION DEL VPbp CON FACTOR DE CORRECCION Y SIN FACTOR DE CORRECCION

PROVINCIA DE MENDOZA

AÑO 1968 CON FACTOR DE CORRECCION

$$VPbp = 5605 - 416 - 2490 \left(1 - \frac{2.641.779 \times 2.475.200}{5.900.002 \times 2.320.146} \right)$$

$$VPbp = 5605 - 416 - 1300 = 3889$$

$$\underline{VPbp = 3889 \text{ m\$n/m}^3}$$

SIN FACTOR DE CORRECCION

$$VPbp = 5605 - 416 - 2490 = 2699$$

$$\underline{VPbp = 2699 \text{ m\$n/m}^3}$$

AÑO 1969

Con Factor de Corrección

$$VPbp = 5605 - 402 - 2490 \times 0,5432$$

$$VPbp = 5605 - 402 - 1353$$

$$\underline{VPbp = 3850 \text{ m\$n/m}^3}$$

Sin Factor de Corrección

$$VPbp = 5605 - 402 - 2490 = 2712$$

$$\underline{VPbp = 2712 \text{ m\$n/m}^3}$$

AÑO 1970

Con Factor de Corrección

$$VPbp = 5605 - 385 - 1280 \times 0,5716$$

$$VPbp = 5605 - 3,85 - 7,30$$

$$\underline{VPbp = 44,90 \text{ \$ /m}^3}$$

Sin Factor de Corrección

$$VPbp = 5605 - 385 - 1280 = 39,40$$

$$\underline{VPbp = 39,40 \text{ \$ /m}^3}$$

EJEMPLO DEMOSTRATIVO

PROVINCIA DEL NEUQUEN Año 1973

CON FACTOR DE CORRECCION

$$VP_{bp} = 271 - 6,39 - 19 \times \left(1 - \frac{277.200 \times 180.000}{2.874.700 \times 250.000} \right)$$

$$VP_{bp} = 271 - 6,39 - 19 \times (1 - 0,0694)$$

$$VP_{bp} = 271 - 6,39 - 19 \times 0,9306$$

$$VP_{bp} = 271 - 6,39 - 17,68$$

$$VP_{bp} = 271 - 24,07$$

$$\underline{VP_{bp} = 246,93}$$

SIN FACTOR DE CORRECCION

$$\underline{VP_{bp} = 271 - 6,39 - 19 = 245,61}$$

2.5. Metodología empleada para establecer el precio FOB de los Petróleos crudos de YPF. (*)

Introducción

Los principales derivados combustibles líquidos del petróleo (motonafta común y especial, kerosene, gas oil, diesel oil y fuel oil) están comprendidos dentro del régimen de retenciones, emergente de las disposiciones de ley de impuesto a los combustibles líquidos (Ley n° 17.597)

Dicha ley establece que es atribución del Poder Ejecutivo Nacional, fijar los precios oficiales de venta de dichos combustibles, sus correspondientes valores de retención, como así también el precio de venta de los petróleos nacionales.

El valor de retención, denominado comúnmente como precio empresario de los combustibles de referencia, es igual al precio oficial de venta de cada uno de ellos, deducidos los impuestos correspondientes.

A su vez el valor de retención está compuesto de dos rubros a saber : valor en tanque de refinación y comercialización.

El valor en tanque de refinación corresponde al importe retributivo de la etapa de refinación del petróleo, y a través del mismo se recupera el precio F. O. B. de la materia prima (petróleo), los tributos que se aplican sobre la misma, flete y gastos varios hasta destilación, gastos de elaboración y la utilidad reconocida en dicha etapa.

El importe de comercialización retribuye las erogaciones que demandan las operaciones necesarias para hacer llegar los combustibles de que se trata, desde las refinaciones hasta los usuarios, y la correspondiente utilidad sobre las mismas.

Procedimiento

Como norma general debe dejarse sentado que para alcanzar los

/...

(*) Ver gráfico demostrativo N° 1.



finés indicados, en cada oportunidad se parte indefectiblemente del último costo contabilizado disponible para cada actividad (Producción, Elaboración, Transporte y Comercialización), efectuándose el ajuste o estimación correspondiente, según se cuente con valores ya concretados o basados en estadísticas oficiales que permitan prever su probable evolución.

5.3. Determinación del costo promedio del petróleo producido por YPF por Administración.

a) Partiendo del total de gastos contabilizados del período inmediato anterior al que se asignarán los valores comerciales de los distintos tipos de petróleo antes de la deducción del gas vendido, excluido amortizaciones, revalúo, gastos de exploración y regalías, y aplicando el correspondiente ajuste en base a las variaciones experimentadas en los rubros haberes, materiales nacionales y cotización del dólar estadounidense, se obtiene el monto total aproximado de pesos moneda nacional que demandará la extracción petrolífera en el período en cuestión. A dicho monto así obtenido se le deduce la valorización del volumen de gas natural vendido luego de descontado la correspondiente regala gasífica y gastos administrativos. El costo unitario correspondiente se obtiene de referir el importe así obtenido, al volumen de producción previsto obtener en el período en estudio.

b) Las depreciaciones se actualizan en base a la cantidad de pozos nuevos previstos ingresar a la actividad en el período, considerando la correspondiente cuota de depreciación. Igualmente se ajusta el valor unitario del revalúo contable en función del volumen del petróleo a producir.

c) Se determina la incidencia, por metro cúbico de petróleo, de los fletes, ferroviario y oleoductos, para transportar parte del petróleo producido en algunos yacimientos mediterráneos, hacia los puertos de embarques propiamente dichos, situados en la

/...

zona litoral del país. Este importe se calcula igualmente para el petróleo extraído por las Cías. contratistas, ponderándose el promedio general.

- d) Las regalías serán calculadas de conformidad con las disposiciones vigentes, de manera tal que contemplen los ajustes que se efectúan en el período para la determinación del valor comercial del petróleo.
- e) El gasto de exploración, no resultará inferior a la cotización de un dólar estadounidense, tipo vendedor, por cada metro cúbico de petróleo.
- f) Se calcula el importe para reposición de pozos, esto es, la inversión que debe efectuarse en el período para perforar la cantidad de pozos necesarios para mantener la producción al mismo nivel anterior, ya se trate de la producción obtenida por YPF por Administración como la de Cías. contratistas, obteniéndose la incidencia por metro cúbico producido.
- g) Con los valores así obtenidos y teniendo en cuenta los correspondientes a los que resultan de los convenios con las Cías. contratistas, se confecciona la planilla resumen del valor promedio del total de petróleo a producir por YPF.

Valor comercial promedio del petróleo

Adicionando el valor promedio del petróleo, excluido regalías, un diez por ciento de utilidad, se obtiene el valor comercial promedio del petróleo.

Valor en tanque de refinera (valor industrial) de la motonafta teniendo en cuenta el valor comercial promedio del petróleo calculado.

Se calcula el valor industrial de la unidad de petróleo de calidad promedio, elaborada en una destilería tipo ubicada en Buenos Aires, cuyos procesos de destilación sintetizan los rendimientos medios que obtienen las destilerías del país.

/...

Para dicho cálculo se reemplaza el valor en tanque de refinería de los subproductos por su relación respecto al correspondiente al de la motonafta común, es decir, considerando al índice de este producto igual a uno, y tomando los rendimientos industriales en destilados para el petróleo de calidad promedio, que se consigue por integración de los obtenidos en la destilería tipo para cada calidad de petróleo, de acuerdo al porcentual de producción de cada uno y que corresponde a la densidad promedio de la producción total de petróleo. A tal efecto, se considera que el valor industrial del metro cúbico de petróleo de calidad promedio y elaborado es igual a:

(Valor comercial F.O.B. promedio + flete promedio y gastos varios a Bs. As. + contribución Leyes 17.574 y 19.287 + gasto promedio elaboración integral) + 10% utilidad = $VTK\ i \cdot R\ i = VTK\ nc \frac{VTK\ i}{VTK\ nc}$

donde:

$VTK\ i$ = Valor en tanque de refinería correspondiente a los subproductos incluidos en el régimen de retenciones.

$R\ i$ = Rendimientos en subproductos incluidos en el régimen de retenciones, correspondientes al petróleo de calidad promedio.

$VTK\ nc$ = Valor en tanque de refinería de la motonafta común.

Con el valor así obtenido para la motonafta común, se logran los correspondientes de los restantes subproductos.

Cálculo del Valor Comercial de los distintos tipos de petróleo referidos al obtenido para el de calidad promedio.

Con los valores en tanque de refinería anteriormente obtenidos, se valorizan los distintos petróleos de los yacimientos, de acuerdo con sus rendimientos industriales para un mismo tipo de procesos (destilería tipo). Posteriormente se efectúa para cada calidad de petróleo, los ajustes que corresponden, al tomar en cuenta sus diferentes características; puerto de embarque (diferencia de fletes), gastos de elaboración y valorización, con respecto al petróleo de calidad promedio.

Valor comercial (incluida contribución Leyes 17.574 y 19.287)=

= Valorización industrial - (Flete real y gastos varios a Bs. As. +
1,10 gasto correspondiente de elaboración).

Al valor así obtenido se le deduce el porcentaje, ya incluido en el mismo, de la contribución Leyes 17.574 y 19.287, obteniéndose el valor comercial del petróleo de acuerdo con su calidad y demás características propias.

Gastos de Comercialización.

Responden a los gastos en que incurren las empresas elaboradoras para hacer llegar los subproductos a los usuarios dentro de un esquema económicamente rentable, con su correspondiente margen de utilidad. Los mismos deben ser reajustados en lo que a bonificaciones para revedores de motonaftas y gas oil se refiere, a fin de satisfacer lo establecido en el Decreto 5.940/71 o sus modificaciones o en su defecto en las disposiciones pertinentes al respecto.

Cálculo de las retenciones para Subproductos importados u obtenidos de la industrialización de petróleo importado.

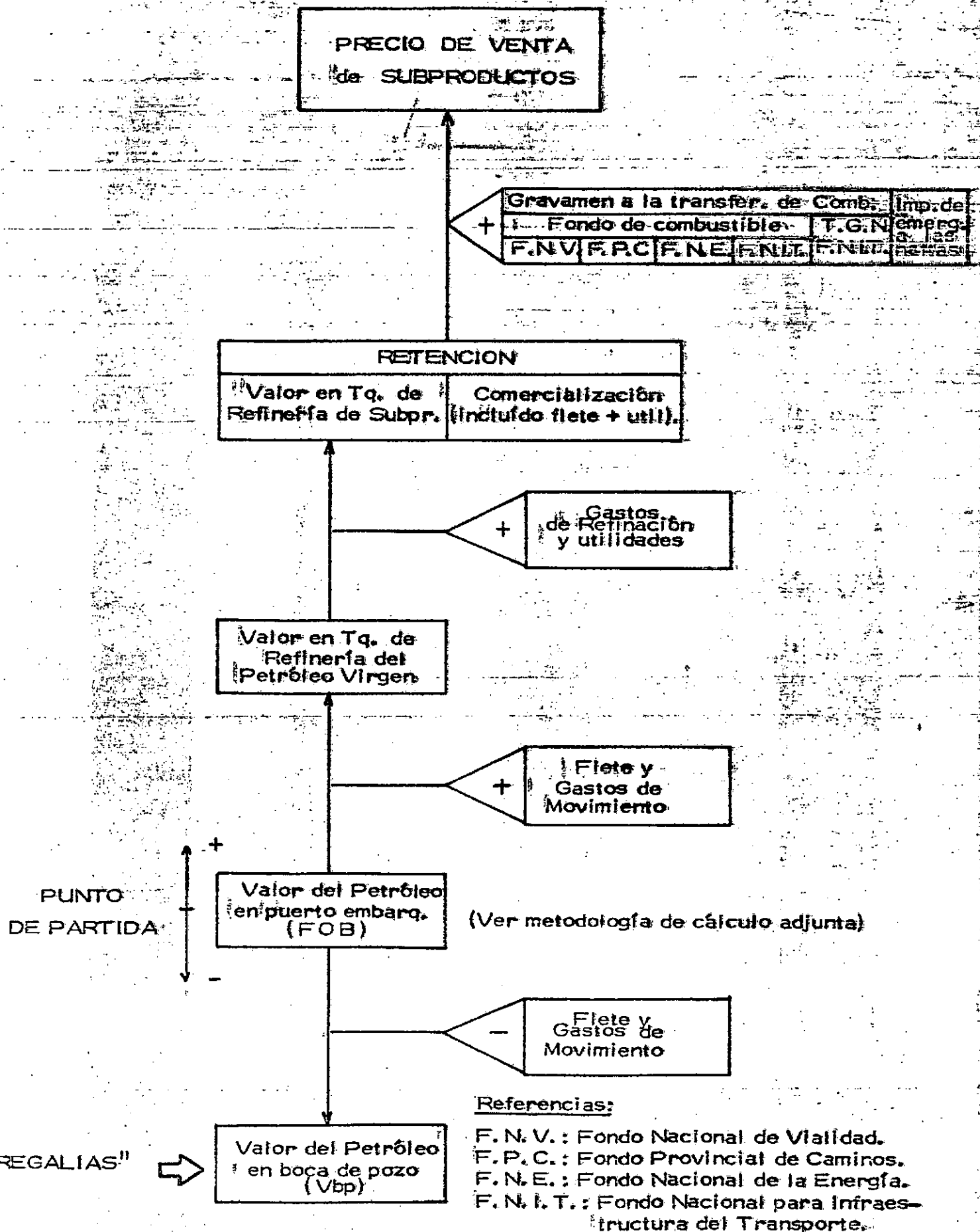
Simplemente se utiliza el procedimiento adoptado y aceptado como norma.

Consiste en ajustar periódicamente el valor F.O.B. y flete, de los principales derivados combustibles líquidos, tomados de las cotizaciones de orden internacional, de publicaciones especializadas en la materia.

Igualmente se actualizan los gastos y/o tributos emergentes del valor C y F (costo y flete FOB + FLETE), y la variación operada respecto de la cotización del signo monetario estadounidense, hasta obtener el valor en tanque de refinera de los principales derivados combustibles líquidos del petróleo, a los cuales se les adicionan los correspondientes gastos de comercialización, comunes tanto para los de este origen como los nacionales.

GRAFICO Nº 1

Diagrama del Circuito de los Valores del Petróleo y Subproductos



A) Determinación del costo promedio del petróleo producido por administración.

Total gastos contabilizados en período inmediato anterior por:

1 - Costo extracción natural (gas) (sin deducción gas vendido)

2 - Según los montos que incluye de:

- Amortización
- Renta
- Gastos de explotación
- Negocios

3 - En ajuste por variaciones en:

- mano de obra
- materiales
- motivación del personal administrativo

4 - $[(1 - 2) + 3] =$ Costo de extracción por período

5 - Según valorización por:

- Gas vendido (neto de regalía gasfina y gastos administrativos)

6 - $(4 - 5) =$ Costo de extracción de petróleo

7 - Costo unitario = $\frac{\text{Costo extracción determinado}}{\text{Volumen de producción previsto}} =$ Costo extracción/mj.

8 - En la incidencia por mj. del:

- a) Cuota de amortización actualizada, en base a la cantidad de pozos nuevos por varios ingresos a la actividad en el período;
- b) Valor unitario del revaldo, ajustado en función del volumen de petróleo a producir en el período;
- c) Flote/mj. (V.C.C. hasta puerto de embarque)
Flote/mj. (V.C.C. hasta puerto de embarque)
según ponderado del flote/mj. sobre petróleo extraído por empresas contratistas;
- d) Regalía (calcularse sobre Vrup. basado en valor comercial ajustado del período para el petróleo);
- e) Costo unitario de explotación (no inferior a la cotización de 1.- USD/mj.);
- f) Impugnación de pozos (Inversión/mj.) del período para perforar los pozos nuevos que se mantienen igual nivel de producción, por administración y control (V.C.C.);
- g) Costo/mj. de producción por contratistas, según convenios.

9 - Costo promedio/mj. del petróleo a producir $(7 + 8)$

10 - Costo promedio del total de petróleo a producir $(9 \times \text{volumen de producción previsto})$.

B) Valor comercial promedio del petróleo.

1 - Costo promedio del total de petróleo a producir (A, 10)

2 - Menos:

- Flote/mj. \times volumen de producción previsto
- Regalía/mj. \times volumen de producción previsto
- Impugnación pozos/mj. \times volumen de producción previsto
- Quebrantos varios

3 - Costo promedio total, neto de 2 $(1 - 2)$

4 - 10% utilidad sobre valor 3 (costo promedio computable)

5 - Valor comercial promedio a producir $(1 + 4)$

C) Valor en tanque de refinación (ya es industrial) de la motonфта, incluido en cuenta al valor comercial promedio del petróleo.

Se calcula el valor industrial de la unidad de petróleo de calidad promedio, / incluyendo en una destilación tipo de acuerdo a la muestra tipo.

Para este cálculo se requiere el valor en tanque de refinación de los subproductos, el correspondiente a la motonфта común, previa ponderación de los rendimientos industriales en destilación para el petróleo de calidad promedio.

Valor industrial del mj. de petróleo elaborado = $(\text{Valor comercial FOM promedio} + \text{Flote promedio} + \text{gastos varios} + \text{buques aires} + \text{Contribución Ley 17574} + \text{gastos promedio de elaboración}) \times 100 \text{ utilidad}$

$$= VFI \times RI = \frac{VInd.}{VInd.} \times RI$$

donde:

VFI = Valor en tanque de refinación de los subproductos incluidos en el régimen de retenciones.

RI = Rendimiento de los subproductos, correspondientes al petróleo de calidad promedio.

VInd. = Valor en tanque de refinación de la motonфта común.

Según valor que obtiene para la motonфта común, se hacen los correspondientes a los rendimientos subproductos.

D) Cálculo del valor comercial de los distintos tipos de petróleo, referidos al petróleo para el de calidad promedio.

Con los valores en tanque de refinación calculados según Etapa C, se valorizan los distintos petróleos de los yacimientos de acuerdo con sus rendimientos industriales para un mismo tipo de proceso (destilación tipo).

Para cada calidad de petróleo se efectúan los ajustes que correspondan a sus diferentes características: diferencia de flote según puerto de embarque, gastos de elaboración y valorización respecto al petróleo de calidad promedio, etc.

Valor comercial, incluido contribución Ley 17574 =

$$= \frac{\text{Valorización industrial}}{1,10} - (\text{Flote real y gastos vs. a base} + \text{gastos elaboración})$$

Valor comercial = porcentaje de Contribución Ley 17574 = Valor comercial de acuerdo al tipo de petróleo, según de acuerdo con su calidad y demás características propias.

RESUMEN DE LA METODOLOGIA PARA ESTABLECER LOS PRECIOS DE VENTA POR, PUERTO DE EMBARQUE, DE LOS PETRÓLEOS CRUDOS NACIONALES DE Y.P.F.

Norma General: En todos los casos se parte del mismo costo contable disponible para cada actividad o proceso (producción, elaboración y comercialización), efectúan desde el ajuste o estimación correspondiente -proyección- con valores ya ponderados o estadísticas oficiales que permitan prever su evolución probable.

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos - Secretario de Estado de Energía de la Nación (Nota S.M.E. N° 24.636 del 21-12-72).

2. 6. Secuencia administrativa en la liquidación de regalías petroleras(*)

Desde los yacimientos de todo el país sean explotadas por el ente Estatal como por compañías privadas (las que están supervisadas por YPF.) se comunica al Departamento General de Producción de YPF, los metros cúbicos seco producidos, donde se registra dicha información agrupándola por provincia. En aquellos casos de yacimientos ubicados en zonas limítrofes se imputa la producción del yacimiento a la provincia que le corresponda, de acuerdo a la localización de los mismos. El artículo 21 del decreto 1671/69 establece que será la Autoridad de aplicación Dirección Nacional de Hidrocarburos la que acordará con las provincias el porcentaje de regalía que corresponda a cada una de ellas, en el caso de yacimientos que abarquen más de una provincia. Los datos obtenidos se vuelcan en el formulario RP-1. Los valores allí consignados se pasan al formulario RP-2, en el cual se efectúan las deducciones y ajustes correspondientes hasta llegar a la determinación de la regalía en efectivo (**). A partir del año 1967 - en que se sancionó la ley de hidrocarburos- y hasta la fecha, siempre se reconoce a las provincias el 12%, tanto en concepto de regalías petrolíferas como gasíferas, y en ambos casos a partir de la producción computable, vale decir la producción menos lo que se consume en yacimientos o pérdidas.

El 12% de la producción que significa la regalía es computado conforme a los valores unitarios en "boca de pozo" aprobado por Resolución de la "Autoridad de aplicación", y es comunicada a YPF. a fin de efectuar las liquidaciones.

Cabe observar, que en esta primera etapa, el ajuste que se efectúa por densidad se hace a 15°C, en lugar de 15,6°C como se establece en el decreto 1671 del 9-1-69. Esto significa que a las provincias se les liquida de menos un volumen proporcional a esa diferencia (0,6°C)

(*) Ver gráfico demostrativo n° 2.

(**) Una copia de estos formularios se encuentra al final de este ítem.

Los formularios anteriormente mencionados son remitidos al Departamento de Liquidaciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, donde se registran los aspectos contables. Es en este departamento donde se efectúan los pagos por parte del organismo estatal a las provincias. El pago de la regalía es por mes vencido y la empresa lo hace a las provincias por cuenta del Gobierno Nacional. Mensualmente YPF, mediante formularios comunica con carácter de declaración jurada los pagos efectuados ~~como así~~ también las liquidaciones practicadas a cada provincia. Surge entonces que, las provincias reciben un monto determinado pero no intervienen en la determinación legal de ese importe ~~como así~~ tampoco en la posterior comprobación acerca de su corrección o no.

La legislación en la materia tampoco prevé esa efectiva participación provincial.

Desde el Departamento de Liquidaciones de YPF, se remite al Departamento de Economía Petrolera de la Dirección Nacional de Hidrocarburos las planillas resumen para que en este organismo se efectúe el control correspondiente a la liquidación de regalías. Tal tarea queda expresamente reservada para la Autoridad de aplicación, en este caso la DNH según el Título V de Inspección y Fiscalización de la ley de Hidrocarburos n° 17.319.

En este Departamento, se calculan también los valores del petróleo crudo en "boca de pozo", tarea ésta expresamente delegada a la Autoridad de aplicación en el Artículo 61 de la mencionada ley. Cada vez que se produce una modificación en el precio de los petróleos y de los combustibles, se modifica el valor unitario de "boca de pozo" y la Dirección Nacional de Hidrocarburos comunica a YPF, el nuevo valor para que esta empresa esté en condiciones de ajustar las regalías percibidas por las provincias y las que devenguen en el futuro a los nuevos precios.

Para efectuar tal cálculo, se tiene en cuenta el precio del crudo fijado por decreto deduciendo de este valor los gastos de movimiento y el "flete"; datos suministrados a la dirección por Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

Para el caso de las provincias petroleras que elaboran parte del crudo producido en Refinerías ubicadas en sus territorios, se afecta al flete un factor de corrección basado en el criterio de "economicidad de transporte". El mecanismo y la fórmula respectiva son objeto de tratamiento por separado. (ver punto 2.4.).

Una vez calculado se informa a la Secretaría de Energía, para que ésta a su vez autorice mediante resolución el nuevo precio. Es en esta etapa del proceso, en la que se nota cierto desfase entre la fecha de aparición del decreto que origina la modificación y la emisión de la resolución correspondiente. En el caso del decreto 190 del 9-6-73, la resolución correspondiente fijando el valor boca de pozo se conoció recién el 16-1-74.

Es evidente, que este atraso ocasiona una mora en la liquidación de las regalías. (*)

La Dirección Nacional de Hidrocarburos informa al Departamento de Producción de Yacimientos Petrolíferos Fiscales los nuevos valores boca de pozo, para que ésta proceda a liquidar las regalías a partir de esos nuevos valores y efectuar el ajuste causado por la mora mencionada.

Como organismo que ejerce contralor, la Dirección Nacional de Hidrocarburos, previa revisión, informa a las provincias acerca de lo actuado por el ente estatal.

El informe a las provincias se hace por medio de una planilla mensual, donde se consignan los siguientes datos: Producción computable, cantidad atribuida a regalía en metros cúbicos, valor del metro cúbico de petróleo en boca de pozo y monto de la regalía(**). Cabe destacar que en ningún momento se menciona en la ley de Hidrocarburos o en sus decretos reglamentarios, la fiscalización o

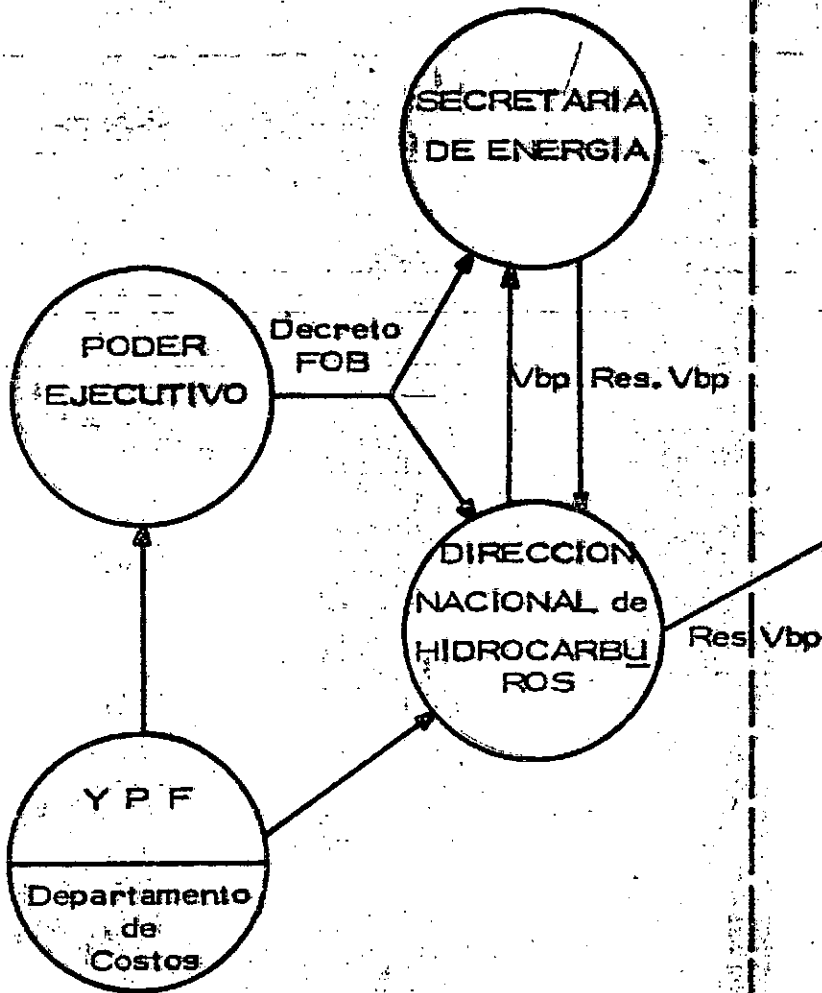
(*) Ver Anexo Estadístico: Cuadro N° 3.9. "Saldo Adeudado a las Provincias en concepto de Regalías Petrolíferas.

(**) Una copia de estos formularios se encuentra al final de este ítem.

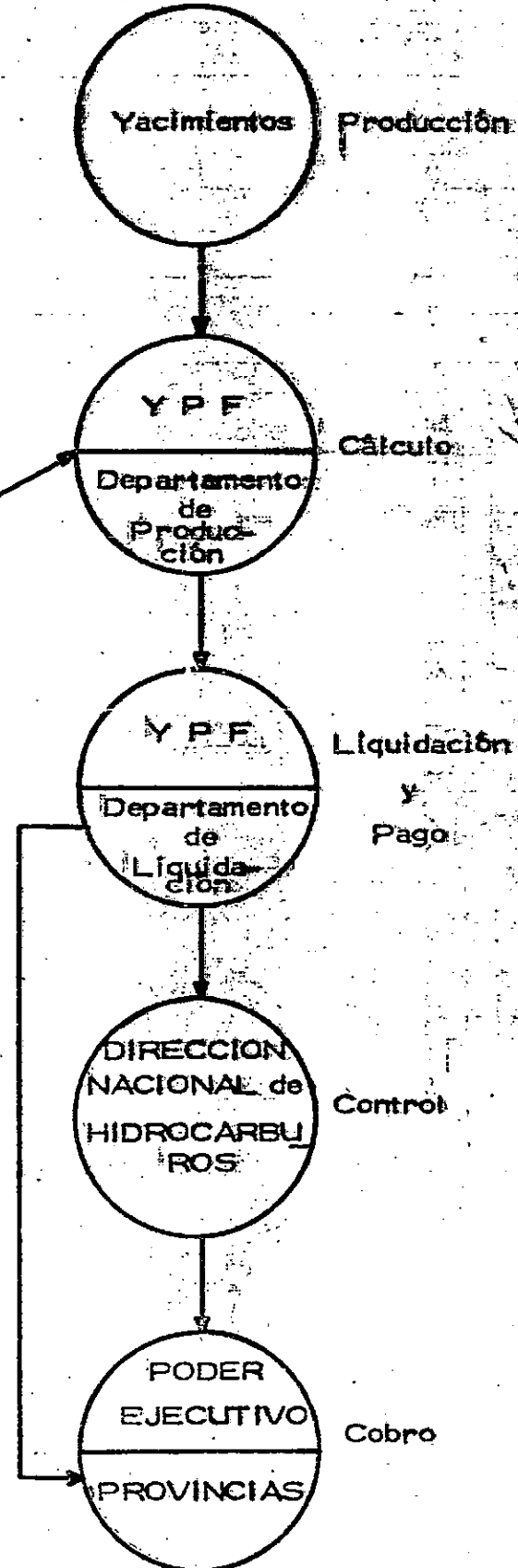
control por parte de las provincias. A lo largo de todo el círculo que se desarrolló, los organismos provinciales no tienen ningún tipo de ingerencia.

SECUENCIA ADMINISTRATIVA

DECRETOS Y RESOLUCIONES



SECUENCIA DE REGALIAS



PAGO DE REGALIA DE PETROLIO CRUDO

Producción por Yacimiento y Provincia o Territorio

Declaración jurada del mes _____ de 19 ____

Concesionario o Empresa Estatal _____

Decreto de concesión o de asignación de áreas _____

Provincia o Territorio _____

Yacimiento _____

P R O D U C C I O N

Bocas de pozo de simi-	Producción a	Densidad	Sistema de
lar densidad promedio	15°C - m3.	a 15°C	medición

Firma _____

Obs.: El formulario se confeccionará por Provincia o Territorio y por yacimiento.

El Nº de formulario lo asignará el declarante para cada yacimiento.

PAGO DE REGALIA DE PETRÓLEO CRUDO

Declaración jurada del mes de 19 Concesionario o Empresa Estatal

Yacimiento

Provincia o Territorio

1 - Producción total de igual (Formulario RP-1) Aclaraciones

densidad en m3: $\frac{15}{15}$ Nº) =

2 - Deducciones en m3:

a) Consumo interno

b) Pérdidas por fuerza

mayor

t) Total: a) + b)

3 - Producción computable
en m3.: 1-2 t.)4 - % a aplicar 12

5 - m3. de la regalía: 3 x 4

6 - Valor boca pozo en \$/m3.

a) Fijado por la As. DMH

para grados API

b) Ajuste por gravedad

c) Valor ajustado

7 - Regalía efectivo:

5 x 6 c)

Firma:

Obs.: El nº de formulario lo asignará el declarante para c/yacimiento. (Autoridad responsable).

En aclaraciones se asentarán, entre otras aquellas que correspondan hacerse en los conceptos 2a), 2b) y 6b).

REGALIAS DE PETROLEO - LEY N° 17.319

LIQUIDACION MES..... RES. SEEM. N° 434/Y/

ESTADO DE CUENTA
PROVINCIA DE.....

SALDO ANTERIOR	LIQUIDACION DEL MES	FORMA DE PAGO EN EFECTIVO Y o D.C.D.	COMPENSACION PRODUCTOS	TOTAL DEL MES	SALDO DEL MES
\$	\$	\$	\$	\$	\$

INFORMACIÓN SOBRE LA PRODUCCION DE GAS Y REGALIA

CORRESPONDIENTE A LA PROVINCIA O TERRITORIO

Correspondiente al mes de: de 19

Consecionario o Empresa Estatal

YACIMIENTO	PRODUCCION COMPUTABLE (m ³)	REGALIA (m ³)	REGALIA EN \$ LEY 18.188	OBSERVACIONES

Total de la regalía por la
concesión en la provincia
o territorio

CORRESPONDIENTE A LA PROVINCIA O TERRITORIO

Correspondiente al mes de: de 19

Concesionario o Empresa Estatal

YACIMIENTO	PRODUCCION COMPUTABLE (m ³)	REGALIA (m ³)	VALOR "boca de Pozo" *	REGALIA EN \$ LEY 18.188	OBSERVACIONES

Total de la regalía por la
concesión en la provincia
o territorio.

* Reajustada por gravedad específica (° A.P.I.).



4. BIBLIOGRAFIA Y ORGANISMOS CONSULTADOS

Bibliografía

- Petrotecnica: publicación del Instituto Argentino del Petróleo. (ejemplares desde 1969 hasta la fecha).
- Petróleo Interamericana: publicación octubre de 1969.
- Estudios económicos I/1973. La industria del petróleo en América Latina desde 1965. Publicación trimestral del Banco Francés e Italiano para la América del Sud.
- Evolución de la producción nacional de petróleo. 1956 - 1962. Dirección Nacional de Energía y Combustibles.
- El desarrollo de la producción de petróleo en la República Argentina. Cámara de la Industria del Petróleo.
- Significado de la producción petrolífera patagónica. Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de La Plata.
- Estudio sobre el Convenio Mendoza - YPF del 15-6-1940. Gobierno de Mendoza.
- Convenio entre la Provincia de Mendoza - YPF. Boletín de Informaciones Petroleras.
- La industria del petróleo en América Latina: notas sobre su evolución reciente y perspectivas. Naciones Unidas - CEPAL - 1973.
- Congreso Mundial del Petróleo. Moscú 1971.

Organismos Consultados.

Poder Legislativo Nacional.

Dirección Nacional de Hidrocarburos

Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Gas del Estado

Instituto Argentino del Petróleo

Facultad de Ingeniería de Petróleo (Provincia de Mendoza)

Ministerio de Economía de la Provincia de Mendoza - Dirección de Finanzas