

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
PROVINCIA DE LA PAMPA

**ANALISIS DE LA
CONCESION DEL AREA
25 DE MAYO - MEDANITO**

INFORME FINAL

NOVIEMBRE DE 2007

**ALEJANDRO GUSTAVO ANDRADE
ABOGADO**

AUTORIDADES

PROVINCIA DE LA PAMPA

Sr. Gobernador de la Provincia

Ing. Carlos VERNA

Secretario General de la Gobernación

Ing. Juan Ramón Garay

Ministro de Hacienda y Finanzas

C.P.N. Ernesto FRANCO

Subsecretario de Planificación y Control de Gestión

C.P.N. Carlos H. SIERRA

Coordinador de Control de Gestión

C.P.N. Ricardo Silva

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Secretario General

Ing. Juan José CIÁCERA

COMPENDIO DEL ANALISIS DE LA CONCESION DEL AREA 25 DE MAYO

- MEDANITO

La investigación realizada bajo el título “Análisis de la Concesión del Área 25 de Mayo – Medanito” ha consistido en la recopilación de los antecedentes legislativos nacionales de la Ley N° 26.197, el estudio de su contenido y proyección de sus efectos con respecto a las competencias del Estado Provincial, con referencia específica, aunque no por eso limitada, a la concesión de explotación que ostenta la compañía Petrobrás Energía S.A. sobre el área “25 de Mayo – Medanito”, compartida con la provincia de Río Negro y que se encuentra en explotación desde hace 40 años, siendo el yacimiento más importante de la provincia de La Pampa.-

Se ha analizado la normativa dictada por el Estado Nacional en ejercicio de sus competencias como autoridad de aplicación de la Ley Nacional de Hidrocarburos N°17.319, las normas provinciales dictadas antes y después de la sanción de la Ley N°26.197, denominada también “Ley Corta”, ya que, en pocos artículos ha reconocido el dominio pleno y originario de los estados provinciales sobre los yacimientos de hidrocarburos ubicados en su territorio, modificando de esta forma la declaración contenida en el artículo 1° de la Ley N° 17.319 que reconocía el dominio de los mismos a favor del Estado Nacional.-

Asimismo, se han examinado las actuaciones administrativas provinciales vinculadas a la concesión en estudio, las posturas adoptadas por la Provincia de La Pampa, como así también el incremento de funciones a cargo de la misma como autoridad de aplicación y adaptación de sus estructuras administrativas para el cumplimiento de las nuevas atribuciones.-

Estudio específico ha merecido el impacto producido por la Ley Nacional N°25.561 y las normas dictadas en su consecuencia, al establecer el derecho de exportación de hidrocarburos, la afectación provocada sobre los valores en el mercado interno, el traslado de los porcentajes establecidos como retención a los valores abonados en concepto de regalías por parte de la empresa concesionaria y la eventual inconstitucionalidad de las normas infralegales que han incrementado los porcentajes de retención de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.-

De la investigación realizada se ha observado que el Estado Provincial, a partir de la sanción de la Ley N° 26.197 ha ido adaptando sus estructuras orgánicas a las nuevas funciones que le tocan asumir, como así también se ha iniciado la ejecución de las atribuciones de contralor sobre el cumplimiento de las obligaciones del concesionario del área analizada, aunque dicha función había comenzado con anterioridad a la sanción de la “Ley Corta”.-

Resta aún la implementación de normas y procedimientos propios tendientes al ejercicio de las funciones asignadas como autoridad de aplicación de la Ley N° 17.319, facultad que no se duda corresponde a los Estados Provinciales, como lo ejerciera en su momento el Estado Nacional a través de la Secretaría de Energía.-

Como todo proceso de cambio y transformación, las nuevas funciones asignadas a la provincia conllevarán la necesidad de adaptación y modificación de estructuras, normativas y procedimientos, a efectos de lograr asumir en forma plena las tan anheladas y por fin reconocidas potestades provinciales con respecto a sus recursos hidrocarburíferos.-

Alejandro Gustavo Andrade
Abogado

INDICE GENERAL

Contenido	Página
INTRODUCCION	2
ANTECEDENTES LEGISLATIVOS NACIONALES DE LA LEY N° 26.197	3
LEY N° 26.197. ANALISIS DE SU CONTENIDO	38
NORMAS NACIONALES EN MATERIA DE HIDROCARBUROS	48
NORMAS DICTADAS POR EL ESTADO PROVINCIAL	144
ANALISIS DE LA CONCESION 25 DE MAYO – MEDANITO	161
IMPACTO PRODUCIDO POR LA LEY N° 25.516	185
CONCLUSIONES	205
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA	209

INTRODUCCION

El dictado de la Ley Nacional N° 26.197 ha venido a reconocer un reclamo histórico de las provincias que, a pesar haber encontrado reconocimiento constitucional en el artículo 124 de la Carta Magna, continuó hasta la sanción de la ley sin un reconocimiento que trascendiera de una declaración teórica.-

Este proyecto ha tenido como objetivo analizar, si bien con referencia a una concesión de explotación como lo es la que detenta la empresa Petrobrás Energía S.A. sobre el yacimiento “25 de Mayo – Medanito”, los nuevos mecanismos y posicionamientos generados a raíz de la denominada “Ley Corta” que reconociera el dominio de los hidrocarburos a los Estados Provinciales donde los mismos se encuentran ubicados.-

La profusa normativa nacional aplicable a la temática indica un histórico ejercicio de competencias por parte del Estado Nacional, que ahora debe ser transferido a las provincias, siendo éstas quienes, inspirándose en las regulaciones emanadas de la Secretaría de Energía, procedan al dictado de normas reguladoras de la actividad hidrocarburífera.-

Especial estudio se ha realizado sobre las repercusiones generadas a través de las normas nacionales en materia de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos, constitucionalidad de las mismas y posibles mecanismos a adoptar por el Estado Provincial ante la posibilidad de cercenamiento de sus derechos en el cobro de regalías.-

También ha sido finalidad de esta investigación realizar una breve recopilación de las normas nacionales en la materia analizada, ya que dichas disposiciones servirán de base para un comienzo en el ejercicio de las funciones normativas propias del ejercicio del poder de policía que hoy detenta el Estado Provincial sobre sus yacimientos de hidrocarburos.-

Alejandro Gustavo Andrade

Abogado

**ANTECEDENTES
LEGISLATIVOS
NACIONALES
DE LA
LEY N° 26.197**

ANTECEDENTES LEGISLATIVOS NACIONALES DE LA LEY N° 26.197

La Ley 12.161 – Primera regulación orgánica de los hidrocarburos

La **Ley 12.161** se mantuvo vigente durante más de veinte años desde 1935 hasta la sanción de la **Ley 14.773**, del año 1958, que nacionalizó los yacimientos de hidrocarburos.-

Partió del mismo principio dominial del Código de Minería (art. 7), disponiendo que *“las minas de hidrocarburos eran bienes privados de la Nación y de las provincias, según el lugar donde estuvieran situadas”*.-

La Reforma Constitucional de 1949

La reforma constitucional operada en 1.949 declaró, en su artículo 40, que *“Los minerales, las caídas de agua, los yacimientos de petróleo, de carbón y de gas, y las demás fuentes naturales de energía, con excepción de los vegetales, son propiedad imprescriptibles e inalienables de la Nación, con la correspondiente participación en su producto que se convendrá con las provincias.”*

Los **Decretos N° 4.514** de 1.950 y **10.283** de 1.951 dispusieron que, hasta tanto se lograra el acuerdo, respecto al monto que preveía el artículo 40 de la Constitución, se daría a las provincias una participación igual al importe de las regalías, cánones, indemnizaciones u otros conceptos que venían percibiendo conforme a las leyes y convenios que estaban vigentes cuando ella se promulgó.-

Sin embargo, una Proclama del Gobierno Revolucionario de 1955 declaró vigente el texto constitucional sancionado en 1853 con las reformas anteriores a 1949, decisión que ratificó la Convención Constituyente reunida en Santa Fe en 1957.

Quedó así sin efecto el primer antecedente de nacionalización dispuesta por parte del Gobierno Nacional.-

Nuevo Régimen de Hidrocarburos - Ley 14.773

El 1º de mayo de 1958, el nuevo gobierno constitucional presidido por Arturo Frondizi, anunció el comienzo de una nueva política petrolera con el fin de poner término al peligro que se cernía sobre nuestra economía. El objetivo anunciado era librar “*la batalla del petróleo*” en nombre de la soberanía nacional. Puntualizó, a este respecto, que esa lucha se libraría a través de YPF y con la cooperación del capital privado, sin dar lugar a concesiones ni a renunciaciones del dominio del Estado sobre sus yacimientos.-

Esta ley fue promulgada el 12 de noviembre de 1958 y separa definitivamente a la legislación de hidrocarburos del Código de Minería.-

Estableció “*el dominio nacional exclusivo, imprescriptible e inalienable sobre los yacimientos de hidrocarburos, incluidos los sólidos*”, y prohibió las concesiones y todo contrato que contuviese cláusulas lesivas de la independencia económica o que de cualquier modo pudiera gravitar en la autodeterminación de la Nación, lo que constituyó un virtual monopolio del Gobierno Federal.-

Contemplaba la situación de las provincias petroleras haciéndoles integrar los directorios de los organismos por medio de los cuales el Poder Ejecutivo Nacional cumplía sus actividades relativas al estudio, exploración, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos que eran, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Yacimientos Carburíferos Fiscales y Gas del Estado, organismos a los que daba plena autarquía.-

También les aseguraba que seguirían percibiendo la participación del 12 % del producto bruto y luego el 50 % del producto neto de la explotación cuando alcanzase el monto que debían percibir las provincias.-

Régimen Actual de los Hidrocarburos - Ley 17.319

Este régimen se establece en el año 1967 (BO. del 30/06/67), derogando la **Ley 14.773** y fijando un nuevo estatuto de la actividad petrolera, el cual todavía se encuentra vigente, sin perjuicio de la modificación introducida a su artículo primero por la **Ley 26.197**.-

Partió de ciertos principios básicos como el mantenimiento de la propiedad nacional de los yacimientos de hidrocarburos, conforme lo establecía la ley anterior.-

Comenzaba el Título I estableciendo quizás el artículo que con mayor énfasis fue cuestionado por la doctrina y los gobiernos provinciales, al decir que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional (art.1).-

Excluyó del dominio del Estado Nacional los hidrocarburos sólidos, como los esquistos bituminosos, las asphaltitas, rafaélitas y otros bitúmenes, comprendidos en la anterior **Ley 14.773**, los cuales se restituyeron al dominio provincial y quedan regidos por las disposiciones del Código de Minería aplicables a los combustibles minerales de la primera categoría.-

Las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas (art. 2).-

De acuerdo al artículo 3, será el Poder Ejecutivo Nacional quien fijará la *política nacional* con respecto a las actividades de explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.-

También le correspondía al Poder Ejecutivo Nacional otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos (art. 4).-

Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan, pero no la propiedad del yacimiento que pertenecía en su redacción original al Estado Nacional.

El artículo 12 preveía uno de los pocos reconocimientos a las autonomías provinciales contenidos en la ley. Establecía que el Estado Nacional reconoce en beneficio de las provincias dentro de cuyos límites se explotaren yacimientos de hidrocarburos por empresas estatales, privadas o mixtas una participación en el producido de dicha actividad pagadera en efectivo y equivalente al monto total que el Estado Nacional perciba con arreglo a los artículos 59, 61, 62

y 93 (todos aplicables al porcentaje de regalías que debe percibir el Estado Nacional de los concesionarios de explotación de los yacimientos).-

La aplicación de la ley correspondía a la Secretaría de Estado de Energía y Minería o a los organismos que dentro de su ámbito se determinaran, con las excepciones que determina el artículo siguiente (art. 97)

Correspondía al Poder Ejecutivo Nacional, en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias:

- a) Determinar las zonas del país en las cuales interese promover las actividades regidas por la ley.
- b) Otorgar permisos y concesiones, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones.
- c) Estipular soluciones arbitrales y designar árbitros.
- d) Anular concursos.
- e) Asignar y modificar las áreas reservadas a las empresas estatales.
- f) Determinar las zonas vedadas al reconocimiento superficial.
- g) Aprobar la constitución de sociedades y otros contratos celebrados por las empresas estatales con terceros a los fines de la explotación de las zonas que la ley reserva a su favor.
- h) Fijar las compensaciones reconocidas a los propietarios superficarios.
- i) Declarar la caducidad o nulidad de permisos y concesiones. (art. 98)

Los fondos que la Autoridad de Aplicación recaude por aplicación de la ley en concepto de regalías, cánones, sumas comprometidas y no invertidas, multas y otros pagos o contribuciones vinculados con la obtención de permisos y concesiones, serán destinados por dicha autoridad en forma directa a solventar los gastos derivados del ejercicio de las funciones que se le atribuyan y a la promoción de actividades mineras, incluidas las vinculadas con hidrocarburos, sin perjuicio de los recursos que presupuestariamente se le asignen.

Decretos de Desregulación del Sector Petrolero

- **Decreto 1.055/89**

Con sustento en la **Ley 23.696 de Reforma del Estado** se dictó este Decreto que declaraba de prioritaria necesidad la promoción, desarrollo y ejecución nacional de planes destinados al incremento de la producción nacional de hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluyendo sus derivados, para asegurar el autoabastecimiento interno y un adecuado margen de reservas, alcanzar el desarrollo pleno de las industrias petroquímicas y obtener saldos exportables, privilegiándose la industrialización de los recursos en su lugar de origen.-

Establece dos tipos de áreas: de *interés secundario* y de *recuperación asistida*.-

Las primeras incluyen aquellas que hayan permanecido inactivas durante cinco años o más y las que a 1988 tuvieran una producción promedio menor a 200 metros cúbicos de petróleo, las que aprobadas por la Secretaría de Energía debían ser revertidas al Estado Nacional mediante renuncia de YPF.-

Se convocaba a concurso público internacional para su exploración, desarrollo y explotación.-

Eran adjudicadas a la empresa que ofreciera mayor monto en concepto de derecho de explotación, cuyo pago al Tesoro Nacional debía hacerse al contado antes de ingresar al área. De dicho pago un 4% se liquidaría a las provincias como adelanto de regalías. Los hidrocarburos producidos son de libre disponibilidad.-

Quedaban exceptuadas: aquellas zonas que reunieran los requisitos de las áreas de interés secundario pero que fueran objeto de contratos vigentes, las que tuvieran concursos en ejecución, o en las que YPF estuviera realizando trabajos de recuperación asistida y secundaria.-

Respecto de las áreas de recuperación asistida o centrales que eran aquellas no incluidas en la primera categoría, se preveía que dentro de los 90 días YPF, debía llamar a concurso público internacional para seleccionar las empresas con las que se asociaría o contrataría para extraer el mayor volumen económicamente posible de hidrocarburos.-

Como contraprestación el asociado recibiría de la producción un porcentaje equivalente al de su participación, el que será de libre disponibilidad tanto en el mercado interno como en el exterior.-

Finalmente se establece que en 15 días el Ministerio de Obras y Servicios Públicos debía presentar un programa de desregulación integral de la industria petrolera a fin de coadyuvar al cumplimiento de los objetivos inicialmente fijados.-

Las provincias productoras de hidrocarburos, podían acceder, asociadas con empresas privadas, a adjudicaciones en áreas de su territorio, a su vez, podían serle cedidos aquellos yacimientos de su territorio abandonados o de escasas reservas, sin el pago de derecho de explotación. Las provincias decidirán su explotación directamente o en asociación con empresas privadas nacionales o extranjeras.-

Se autorizaban las importaciones de crudo y sus derivados cuando razones de abastecimiento interno lo requieran, a los cuales se exceptuaba de todo derecho o arancel de exportación y/o importación.-

Se declaraban de libre disponibilidad los hidrocarburos extraídos en el curso de los contratos correspondientes al quinto llamado del Plan Houston, bajo la condición de aceptar las empresas la reducción de los plazos de prospección y exploración.-

- **Decreto 1.212/89**

En cumplimiento del artículo 22 del Decreto anterior se dicta este que plantea como objetivos la desregulación del sector, privilegiando las reglas del mercado para fijar los precios y la promoción de la competencia en igualdad de condiciones entre empresas estatales y privadas.

Esta norma encomienda a YPF SE la negociación dentro de los siguientes 6 meses de los contratos de explotación por los que esté obligada a recibir los hidrocarburos extraídos, para reconvertirlos al sistema de concesión o asociación previstos en la Ley 17.319 “ad referéndum” del Poder Ejecutivo Nacional y previo dictamen de la Secretaría de Energía.-

Quedan exceptuados los contratos celebrados en virtud de los Decretos 1.443/85 y 623/87, para los cuales el Ministerio de Obras y Servicios Públicos fijaría las condiciones de su adecuación a esta norma.

El petróleo producido y el que corresponda a las empresas asociadas será de libre disponibilidad conforme al Decreto 1.055/89.

Se declara la libre importación de petróleo crudo y sus derivados, sin necesidad de autorización previa y se lo exime de aranceles de importación hasta alcanzar la meta de los 8 millones de m³ anuales. Verificado este extremo, queda sometido a la política arancelaria general.

Respecto de la exportación, se establece que se considerará autorizada si dentro de los 7 días de presentada la solicitud la Secretaría no se opone a la misma.-

Se fija un régimen tarifario transitorio y vencido el término o alcanzada la meta referida arriba regirá la libertad de precios.

Finalmente se libera la instalación de refinerías y bocas de expendio cuya titularidad será libre y respecto de estas últimas alcanza a las ya instaladas a partir del vencimiento de los respectivos contratos.-

- **Decreto 1589/89:**

El artículo 3 del Decreto 1.212/89 exceptuó a los contratos emergentes del régimen del Decreto N° 1.443/85 y su modificatorio 623/87 del régimen por el aprobado, y estableció que el Ministerio de Obras y Servicios Públicos fijaría las políticas para tales contratos, compatibles con los principios del Decreto 1.055/89.-

El contrato tipo del llamado "Plan Houston" proveniente de los Decretos 1.443/85 y 623/87 demostró ser un instrumento idóneo para la radicación de inversiones para la exploración y posterior explotación de hidrocarburos.-

De la letra y espíritu de los Decretos 1.055/89 y 1.212/89, en el contexto de la desregulación integral auspiciada por la política petrolera del gobierno se desprende la directiva de trasladar a los contratos del llamado "Plan Houston" el principio de la libre disponibilidad.-

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se dispone que los titulares de contratos que emergen del Plan Houston I y II, están facultados al momento de solicitar la declaración de comercialidad de cada lote de evaluación de adherir al régimen de libre disponibilidad de hidrocarburos.-

Se autorizan las exportaciones e importaciones de hidrocarburos y sus derivados las que estarán exentas de todo arancel, derecho de retención, presentes o futuras. Se establece la libre disponibilidad de petróleos crudos, gas natural y gases licuados y los productos que así lo convengan en el futuro tendrán la libre disponibilidad del porcentaje de divisas establecido en los concursos y/o negociaciones o lo acordado en los contratos respectivos. En todos los casos el porcentaje máximo de la libre disponibilidad en el mercado de divisas no podrá exceder el 70% del valor de cada operación.-

El Poder Ejecutivo Nacional puede establecer restricciones a la exportación de petróleo crudo y derivados y en dicho caso los productores, refinadores y exportadores percibirán por unidad de producto un valor no inferior al de los petróleos de importación y derivado de condiciones similares.-

Se establece una obligación del transporte de hidrocarburos siempre que cuenten con capacidad disponible, del hidrocarburo de terceros. Esta obligación estará a cargo de propietarios y/o concesionarios de oleoductos, gasoductos, poliductos y cualquier otra instalación permanente y fija de transporte de hidrocarburos.-

La Secretaría de Energía fijará el precio del mercado o transporte del hidrocarburo hasta que hubiere competitividad. Por último se estipulaba que YPF SE y los productores de hidrocarburos pueden convenir la entrega de petróleo crudo provenientes de yacimientos distintos a aquellos que explotan

las empresas productivas, esto para un mejor aprovechamiento de la producción disponible.-

Ley 24.145 (modificada por la Ley 24.474) Federalización de Hidrocarburos. Transformación Empresarial y privatización del capital de YPF S.A.

Antecedentes:

Esta ley obedece al compromiso asumido por el Gobierno Nacional con las provincias a través del *Acuerdo de Reafirmación Federal*, suscripto en la ciudad de Luján, el 24 de mayo de 1.990, por los representantes del gobierno nacional y las provincias en el que, entre otras cosas, se sentó el compromiso de devolver a los Estados Provinciales el dominio originario de los yacimientos de hidrocarburos, incorporados por las Leyes 14.773 y 17.319 al dominio nacional.

En su cláusula octava el Estado Nacional se comprometía a reconocer a las Provincias el dominio y jurisdicción respecto de los recursos naturales renovables y no renovables, superficiales y subyacentes que se encuentren en sus territorios, propendiendo a su utilización e industrialización en origen y transformando a las empresas nacionales que los exploten en entidades públicas federativas con participación accionaria provincial.

Federalización de Hidrocarburos

A través del artículo 1° de la Ley N° 24.145, se transfiere el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de 12 millas marinas medidas desde las líneas de base reconocidas por la legislación vigente. Dicha transferencia tendrá lugar cuando se haya cumplido lo establecido en el artículo 22 de la ley, salvo en los casos que se consignan seguidamente, en los que tendrá lugar a partir del vencimiento de los respectivos plazos legales y/o contractuales:

- las áreas actualmente asignadas a YPF S.A. para sus actividades de exploración y/o explotación por sí, por terceros o asociada a terceros

- las concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas a empresas privadas de conformidad a las disposiciones de las Leyes 17.319 y 23.696 y los Decretos N° 1.55/89, 1.212/89 y 1.589/89 vigentes a la fecha de entrada en vigor de la ley
- los permisos de exploración y concesiones de explotación que se otorguen en el futuro, como consecuencia de la reconversión de contratos celebrados con respecto a las áreas asignadas a YPF.-

En el caso de las áreas que, en el marco de la Ley 17.319, se encuentren comprendidas en concursos en trámite al momento de promulgarse la ley, que no hayan sido adjudicadas, la transferencia de dominio se efectivizará al cumplirse lo establecido en artículo 22 de esta ley.

Continuarán perteneciendo al Estado Nacional los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en el territorio de la Capital Federal o en su jurisdicción sobre el lecho argentino del Río de La Plata como así también aquellos que se hallaren a partir del límite exterior del mar territorial, en la plataforma continental o bien hasta una distancia de 200 millas marinas a partir de las líneas de base (art. 1º).-

Se otorga permiso de exploración a YPF sobre la totalidad de las áreas que tiene asignadas para tal fin. Las que se regirán por lo dispuesto en los arts. 16 y siguientes de la Ley 17.319, sin que resulte aplicable lo dispuesto en el art. 25 de esa ley (art. 3).-

Se transforma en concesiones de explotación regidas por los artículos 27 y siguientes de la 17.319 las áreas que YPF tiene actualmente en explotación.-

Se otorga a YPF concesiones de transporte sobre los oleoductos, poliductos y demás instalaciones conexas fijas y permanentes que actualmente tiene en explotación (art. 4º).-

El Poder Ejecutivo Nacional constituirá dentro de los 30 días de promulgada la ley, una Comisión de Provincialización de Hidrocarburos que estará integrada por cuatro representantes del Poder Legislativo Nacional, en forma igualitaria para ambas Cámaras. Tendrá a su cargo redactar un proyecto de ley que, exclusivamente, contenga las modificaciones que permitan ordenar, adaptar y perfeccionar el régimen de la 17.319 (art. 5).-

La transferencia del dominio dispuesta por el artículo 1º, se perfeccionará después de sancionada y promulgada la ley cuya elaboración se encomienda a la Comisión de Provincialización de Hidrocarburos del artículo 5.-

En las áreas cedidas a las provincias en virtud de lo dispuesto por el artículo 20 del Decreto 1.055/89, la transferencia establecida en el artículo 1º se perfeccionará al momento de promulgarse esta ley (art. 22).-

Proyectos de Modificación de la Ley 17.319

El verdadero tema que se mantuvo yacente en el debate político-institucional que implica la modificación de esta norma, residió en la capacidad de las provincias para administrar la política petrolera nacional, la que, según advierten algunos sectores, puede verse afectada si las provincias aplican criterios encontrados en la administración y explotación de estos recursos. Este riesgo puede ser cierto pero es superable, ya que la ley nacional que regula esta materia, conforme a lo dispuesto en el artículo 75 inciso 12 de la Constitución Nacional, concilia la atribución de ese dominio, atribuido a las provincias, con la regulación legal de su uso y disposición asignada al Congreso por dicha norma constitucional.

De todos modos, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 22 de la Ley 24.145, el traspaso de los yacimientos a las provincias se iba a perfeccionar, no sólo con el dictado de la ley que modifique la Ley 17.319, sino también cuando se extinguieran los contratos y actos de adjudicación de los derechos sobre áreas petroleras comprometidos por la Nación en diferentes épocas. Si se tiene en cuenta que las zonas petroleras más valiosas, conocidas hasta ahora en el país, están comprometidas en estos actos, debe concluirse que hubieran transcurrido varios años antes de que se operara un efectivo traspaso de los yacimientos de hidrocarburos a las provincias, como estaba dispuesto en esta ley.

La Ley 24.145 dispuso en su artículo 5 que el Poder Ejecutivo Nacional constituiría en el plazo de 30 días de promulgada la misma, una Comisión de Provincialización de los Hidrocarburos, con el objeto específico de redactar un proyecto de ley que contenga, exclusivamente, las modificaciones necesarias para ordenar, adaptar y perfeccionar el régimen de la Ley 17.319 a las disposiciones sobre federalización de los hidrocarburos contenidas en el Título I de aquella. Esta Comisión, con algún retraso, fue constituida a principios de

1993, por medio del **Decreto Nacional 38**, configurando un organismo mixto de estudio, integrado por legisladores, representantes de las provincias de hidrocarburos y funcionarios del Poder Ejecutivo Nacional.-

Elaborado el proyecto por la Comisión, el mismo logró un estado de avance legislativo importante, ya que contó con la conformidad, en los aspectos básicos, del Poder Ejecutivo y la media sanción del Senado, producida al finalizar el año 1996. En la Cámara de Diputados el proyecto originó criterios y enfoques legislativos encontrados que demoraron su aprobación, operándose, finalmente, la pérdida del estado parlamentario.-

El texto proyectado mantenía, en general, la metodología de la Ley 17319 y preserva sus instituciones básicas, el permiso de reconocimiento superficial, el de exploración, la concesión de explotación y transporte, y el régimen del concurso público para la adjudicación de los permisos y concesiones. Establecía el carácter de inalienable e imprescriptible del dominio originario del Estado Nacional o provincial sobre los yacimientos, según la jurisdicción en la que se encontraran y otorgaba a los particulares la propiedad de los hidrocarburos que hubiesen extraído, los que podrían transportar, industrializar y comercializar en el mercado interno y externo pudiendo disponer, usar y gozar de su propiedad de acuerdo a la ley. Las actividades reguladas por el proyecto estarían a cargo de personas físicas o jurídicas de derecho privado, cuyo capital sea de propiedad de los particulares o del sector público, total o parcialmente. Ponía a cargo del Poder Ejecutivo Nacional fijar la política nacional respecto a las actividades hidrocarburíferas, criterio hoy establecido por la Ley N° 26.197. Además, podría convenir con los particulares el mantenimiento de *Reservas Operativas de Emergencia* para asegurar el abastecimiento en períodos de crisis o catástrofes.-

Los titulares de concesiones y permisos pagarían todos los tributos nacionales, provinciales y municipales, las tasas retributivas de servicios y las contribuciones por mejoras, en forma no discriminatoria.-

Además de las regalías corrientes, el Estado Nacional reconocería a favor de las provincias la totalidad de las regalías que perciba, a partir del límite exterior del mar territorial, en la plataforma continental o bien hasta 200 millas marítimas, a partir de las líneas de base.-

El Poder Ejecutivo Nacional y los gobiernos provinciales, serían las autoridades concedentes en sus respectivas jurisdicciones. Existía, además, una Autoridad de Contralor para ejercer las funciones de policía de las actividades. Se creaba, por otra parte, el *Ente Federal de los Hidrocarburos*, en el ámbito del Poder Ejecutivo Nacional, cuyas funciones principales serían elaborar las normas y reglamentaciones técnicas aplicables a la actividad, reglamentar el procedimiento para el cálculo y la liquidación de las regalías, asistir a las autoridades provinciales de control, cuando ellas lo soliciten, verificar la calidad, seguridad y tarifas de los bienes y servicios, establecer los valores zonales por los perjuicios indemnizables causados a los superficiarios y otras funciones concurrentes. El Ente estaría dirigido y administrado por un directorio de ocho miembros en representación del Poder Ejecutivo Nacional y de las provincias productoras y no productoras de hidrocarburos.-

Otra innovación importante que contenía el proyecto, es la que autoriza el registro y las concesiones de las formaciones geológicas y otras estructuras subterráneas aptas para el almacenaje de hidrocarburos gaseosos, las cuales se declaraban de interés público.-

Si bien este proyecto perdió estado parlamentario, varios nuevos proyectos fueron presentados por los legisladores, en ambas Cámaras, algunos de los cuales son reiteración del proyecto presentado por el Poder Ejecutivo, o siguen sus lineamientos básicos, y otros difieren totalmente. Las principales diferencias son:

- a) Se incorporan, en la mayoría de ellos, los Decretos 1.055, 1.212 y 1.589, dictados por el Poder Ejecutivo Nacional en el año 1.989.-
- b) Se regulan mejor las atribuciones y funciones del Ente Federal de los Hidrocarburos el cual será creado, según otro proyecto, a partir de la firma de un tratado a celebrarse entre la Nación y las provincias. La misión principal del Ente será interpretar las normas reglamentarias de la ley, dictadas por las autoridades nacionales y provinciales.-
- c) Se crea, en otro proyecto, el Consejo Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (COFEPHI), con el objeto de unificar las normas reglamentarias del régimen de hidrocarburos. El Consejo estará integrado por los gobernadores de las provincias productoras y un representante del Poder Ejecutivo Nacional. Se crea, además, una tasa de fiscalización del 0,1% del valor de la producción de hidrocarburos sujeta al pago de regalías.-
- d) Se dispone, en otro de los proyectos presentados, la transferencia automática a las provincias del dominio originario de las áreas liberadas de los permisos de exploración y de las revertidas al Estado Nacional por renuncia, caducidad o vencimiento de los plazos legales o contractuales.-

Además, de las distintas modificaciones que se han propuesto, se establecía la necesidad de fijar reglas respecto del dominio originario de los yacimientos fuera de la costa, pudiendo corresponder a las provincias los yacimientos situados bajo el mar adyacente a sus costas, hasta una distancia de 12 millas marinas, desde las líneas de base establecidas en la **Ley 23.698**, y al Estado Nacional los que se encuentren desde esas 12 millas marítimas hasta las 200 millas marítimas.-

También se señalaba la necesidad de prever que el otorgamiento de concesiones de transporte cuyas instalaciones sean de carácter interjurisdiccional o internacional sea de competencia del Estado Nacional, en tanto que las locales serán de jurisdicción provincial.-

Debe tenerse en cuenta que los aspectos señalados en estos dos últimos párrafos han sido contemplados y regulados por la **Ley 26.197**, pero de todos modos, esta ley no contempla una modificación estructural y actualización de la **Ley 17.319**, la cual, aún se encuentra pendiente.-

Decreto Nacional 1.955/94 – Régimen Transitorio para Areas en Transferencia

Hasta tanto el Poder Legislativo Nacional no sancionara la Ley determinada en el Artículo 5º de la **Ley 24.145**, se consideró necesario regular el régimen de exploración y posterior explotación de hidrocarburos de aquellas áreas que no han sido incluidas en alguno de los Anexos de la misma Ley o que habiendo sido incluidas en dichos anexos, se hubieran revertido con anterioridad a la promulgación de la Ley a sancionarse, debiendo instituirse un régimen transitorio de exploración y posterior explotación de hidrocarburos.

Por ello, se estableció un régimen de exploración y posterior explotación de hidrocarburos para:

- a) las áreas que hayan sido incluidas en alguno de los Anexos de la Ley Nº 24.145, pero que sean revertidas por cualquier causa antes de la promulgación de la Ley prevista en su artículo 22 y
- b) las áreas no incluidas en dichos Anexos.

Dichas áreas se denominarán "Areas en Transferencia", y estarán sujetas al régimen transitorio instituido por el Decreto, el cual tendrá vigencia

hasta la fecha de su efectiva transferencia a las Provincias respectivas, sin perjuicio de la continuidad de los derechos adquiridos de los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación.

El régimen de exploración y posterior explotación de hidrocarburos instituido por el decreto será de aplicación en las Provincias que adhieran al mismo sin reservas. La adhesión será emitida de conformidad a los procedimientos constitucionales vigentes en cada Estado Provincial.

Las Areas de Transferencia ingresarán en concurso para la adjudicación de permisos de exploración, en los términos establecidos por el **Decreto N° 2178** de fecha 21 de octubre de 1991.

El Poder Ejecutivo Nacional, al otorgar los permisos de exploración regulados por la Ley N° 17.319 sobre las Areas en Transferencia, dejará expresamente establecido en los decretos de otorgamiento de cada permiso de exploración, que la transferencia de dominio a la Provincia quedará perfeccionada en el momento de promulgarse la ley mencionada en el artículo 22 de la Ley N° 24.145. No obstante ello la Provincia involucrada participará en el proceso licitatorio y de selección a través del Acta Acuerdo que suscriban el Gobierno Provincial y la Secretaría de Energía.-

Decreto 546/03 – Transferencia de Competencias a los Estados Provinciales

El 6 de agosto de 2.003, el Poder Ejecutivo Nacional dictó este Decreto de Necesidad y Urgencia, por medio del cual, en forma paulatina, se empiezan a reconocer las atribuciones que le corresponden a las Provincias sobre sus propios recursos naturales.-

Su dictado contó con gran repercusión periodística, observándose en algunos periódicos titulares tales como *“Kirchner dio a provincias el manejo del petróleo”* (Diario La Capital – 08/08/03), o *“Las provincias se harán cargo de áreas petroleras”* (El Pregón Energético N° 565 – 07/08/03), o *“Dan a las provincias el manejo de las áreas petroleras”* (Diario Río Negro – 08/08/03).-

En los comentarios efectuados al Decreto se sintetizaba que las provincias petrolíferas podrían manejar sus recursos petrolíferos y gasíferos que aún no hayan sido concesionados, según lo dispuso el presidente Néstor Kirchner, quien transfirió a los estados provinciales el producto del subsuelo a la vez que alentó la pronta redacción de una ley de hidrocarburos la cual definiría el futuro del sector.-

Según explicó el Secretario de Minería, Industria y Recursos Energéticos de la Provincia de Salta, el primer paso comprenderá a las áreas que todavía no están en explotación y eventualmente se podrá convocar a licitación nacional o internacional para su concesión. De todos modos, las provincias no pueden tomar cualquier medida, porque sus determinaciones deben darse en el marco de la Ley vigente, 17.319.-

Analizando las fundamentaciones que se tuvieron en cuenta para el dictado del Decreto 546/03, se pueden observar las siguientes:

- 1) La Ley N° 24.145 en su Artículo 1° transfirió el dominio sobre los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. Algunos yacimientos de hidrocarburos fueron efectivamente transferidos a las Provincias, en virtud de lo establecido por el Artículo 20 del Decreto N° 1055 de fecha 10 de octubre de 1989. Posteriormente, la Constitución Nacional, en su Artículo 124, segundo párrafo, reconoció el dominio originario de las Provincias sobre los recursos existentes en su territorio. Dicho dominio importa, dentro de sus respectivas jurisdicciones, el ejercicio de todas las facultades atinentes a procurar la adecuada protección, exploración y explotación de tales recursos. El mandato constitucional debe ser cumplido dentro del riguroso respeto del régimen federal, otorgando a la actividad la coordinación y coherencia que su importancia en la economía nacional requiere. A esos fines debe resolverse la situación jurídicamente ambigua producida por el hecho de que las Provincias, titulares del dominio por mandato constitucional, carezcan de los

instrumentos legales que les permitan ejercer en forma apropiada y efectiva los derechos derivados de dicho dominio, tales como, por ejemplo, el derecho a licitar y a otorgar permisos y concesiones.

- 2) Por medio del Decreto N° 1955 de fecha 4 de noviembre de 1994 (el cual ya fue analizado ut supra) se aprobó un régimen transitorio para la adjudicación de áreas de exploración y posterior explotación de hidrocarburos en las denominadas Áreas en Transferencia, cuya aplicación ha sido limitada al no contar con la adhesión de todas las Provincias.
- 3) Se citan asimismo los casos particulares de la Provincia del Neuquen que ha dispuesto a través de normas de derecho interno, un régimen de exploración y posterior explotación de hidrocarburos en el marco de la Ley N° 17.319, y ha adjudicado mediante concursos públicos contratos de operación para la exploración, desarrollo y explotación de hidrocarburos. También la Provincia de Río Negro ha ejercido sus facultades constitucionales y adjudicado concesiones de explotación sobre determinadas áreas cedidas por el Poder Ejecutivo Nacional en el marco del Artículo 20 del Decreto N° 1055 de fecha 10 de octubre de 1989. La Provincia de Buenos Aires solicitó al Poder Ejecutivo Nacional, el dictado de una norma reglamentaria que facilite el ejercicio pleno de los derechos constitucionales de la Provincia, respecto de sus recursos.
- 4) En virtud de estas razones, se consideró necesario dictar una norma complementaria del mencionado Decreto, de modo tal que transfiera las actuales potestades de la Secretaría de Energía y del Poder Ejecutivo Nacional, según sea el caso, a las respectivas Autoridades Provinciales, explicitando la facultad de estas últimas de otorgar permisos de exploración, concesiones de explotación y concesiones de transporte para desarrollar sus recursos hidrocarburíferos, a los efectos de hacer realidad los derechos constitucionales de las Provincias garantizados por el Artículo 124, segundo párrafo, de la Constitución, abriendo paso a una convivencia armónica entre el texto constitucional y la norma de fondo.

- 5) El Estado Nacional no puede desconocer la necesidad de las Provincias de promover sus recursos hidrocarburíferos ni puede permanecer ajeno o ignorar la realidad provincial, vinculada al ejercicio efectivo de las Provincias de los derechos dominiales emergentes de la Carta Magna, en la medida que los Artículos 2º y 3º de la Ley N° 17.319 le han confiado la facultad de definir la política nacional para el sector, y la facultad de reglamentar las actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos. Es obligación del Estado Nacional dar adecuado respaldo legal a la actividad que al día de la fecha han realizado las Provincias, lo cual contribuye a fortalecer la seguridad jurídica necesaria para promover inversiones en el sector.
- 6) Al mismo tiempo, debe establecerse claramente que el rol de coordinación y dictado de la política general en materia de hidrocarburos debe permanecer a cargo del Poder Ejecutivo Nacional, por lo cual la Secretaría de Energía, deberá ser informada de todas las actividades a desarrollarse bajo este nuevo régimen y centralizar dicha información a fin de contribuir al adecuado diseño de una política nacional de hidrocarburos que, respetuosa de los derechos de cada Provincia, promueva una acción común que beneficie a la economía nacional.

Habiendo tenido en cuenta todas estas motivaciones, y considerando que la situación señalada crea la necesidad de dictar con toda urgencia el acto pertinente, lo cual impide cumplir los trámites ordinarios previstos en la Constitución para la formación y sanción de las leyes, el presidente de la Nación dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 546/03, el cual, en su parte resolutive prevé:

- 1) Reconocer a los Estados Provinciales, a través de sus organismos concedentes o de aplicación, el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones sobre aquellas áreas que reviertan a las Provincias, denominadas "en transferencia" por el Decreto N° 1955 de fecha 4 de noviembre de 1994 y sobre aquellas

áreas que se definan en sus planes de exploración y/o explotación por la propia Autoridad Provincial competente, dando acabado cumplimiento a los requisitos y condiciones que determina la Ley N° 17.319 y sus normas reglamentarias y complementarias, y en general ejercer, dentro de sus jurisdicciones, todas las competencias que el artículo 98 de la Ley N° 17.319 otorga al Poder Ejecutivo Nacional (artículo 1).

- 2) Las Provincias deberán mantener permanentemente informada a la Secretaría de Energía respecto del otorgamiento de permisos, concesiones y contratos, planes de desarrollo, avances y conclusiones y respectivos registros a los efectos de que dicha Secretaría lleve un registro centralizado de esta actividad en el país (artículo 2).
- 3) Las empresas permisionarias y concesionarias mantienen la obligación de brindar a la Autoridad de Aplicación provincial correspondiente la totalidad de la información sobre sus actividades que suministraban hasta el presente y toda aquella adicional que ésta les requiera, toda la cual deberá ser enviada simultáneamente a la Secretaría de Energía en atención a su carácter de autoridad de elaboración y ejecución de la política energética nacional y a su rol de coordinación. La omisión de este deber de información estará penado por las multas que establecerá la reglamentación (artículo 3).
- 4) Las Autoridades Concedentes o de Aplicación Provinciales elaborarán los Pliegos de licitación correspondientes y celebrarán los concursos públicos y todos los actos necesarios a los fines del artículo 1º del decreto de acuerdo con su propia legislación en la medida en que sea compatible con la legislación nacional vigente (artículo 4).
- 5) Todas las potestades otorgadas a la Autoridad de Aplicación por la legislación nacional vigente en lo concerniente a los contratos, permisos y concesiones adjudicados por los Estados Provinciales serán asumidas por los organismos competentes de las respectivas jurisdicciones provinciales, a los que competará la aplicación de la Ley N° 17.319 y sus normas reglamentarias y complementarias en el carácter de Autoridad de Aplicación que el artículo 97 de dicha norma adjudica a la Secretaría de Energía y toda otra facultad que se derive de la normativa vigente en la materia (artículo 5).

- 6) El Poder Ejecutivo Nacional continuará ejerciendo las facultades emergentes de los Artículos 2º y 3º de la Ley N° 17.319. Los Estados Provinciales no podrán otorgar concesiones de transporte que abarquen 2 o más Provincias o que tengan como destino la exportación (artículo 6).
- 7) La Secretaría de Energía deberá entregar o hacer entregar a las Provincias, dentro de los 180 días hábiles de solicitado, copia de todos los datos primarios de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos generados en los permisos y concesiones otorgados hasta la fecha, la documentación técnica y la información estadística que esté en su poder, relacionada con las áreas y los yacimientos localizados en las Provincias. Las Provincias deberán guardar debida confidencialidad de aquella información respecto de la que la normativa en vigencia reconoce tal obligación.

A fin de cumplir con la obligación prevista, la Secretaría de Energía realizará un inventario de la información disponible y de aquella que permanece en custodia de los permisionarios y concesionarios, y deberá acordar con la OFEPHI, los mecanismos más idóneos para organizar un banco de datos geológico nacional o cualquier alternativa de administración que ambas partes consideren conveniente.

Las firmas permisionarias y concesionarias estarán obligadas a suministrar a las Provincias toda la información que tengan en su poder, vinculada a las áreas que se transfieren, estando obligadas a colaborar de la forma más amplia posible para asegurar la transferencia y la debida custodia de la información (artículo 7).

- 8) Los permisos de exploración y concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos otorgados por el Poder Ejecutivo Nacional sobre áreas o yacimientos localizados en las Provincias, continuarán en jurisdicción nacional hasta el dictado de la ley modificatoria de la Ley N° 17.319 (artículo 8).
- 9) Se resolverán en la esfera provincial, bajo jurisdicción de los organismos concedentes o de aplicación que resulten competentes y bajo las

normas del derecho administrativo local, los conflictos que se planteen con relación al cumplimiento de los permisos y concesiones que otorgue cada provincia en el marco de lo establecido en el Decreto (artículo 9).

Acuerdo Federal de Hidrocarburos 2.006

El 26 de octubre de 2.006 fue suscripto el Acuerdo Federal de Hidrocarburos entre el Poder Ejecutivo Nacional y las provincias productoras de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, Santa Cruz, Chubut, Río Negro, La Pampa, Neuquén, Mendoza, Salta, Formosa y Jujuy *“con el objeto de dar plena fe de la voluntad de los firmantes de cumplir y hacer cumplir la Constitución Nacional en general, y en particular, en lo que se refiere a los derechos de las Provincias productoras emergentes del artículo 124, párrafo segundo, de la Constitución Nacional en cuanto consagra y establece que corresponde a las Provincias el dominio originario de sus recursos naturales, entre los cuales se encuentran los yacimientos de hidrocarburos”*.

En ese marco, se dejó sentado por parte del Poder Ejecutivo nacional que la política energética constituye uno de los ejes centrales de la gestión de gobierno, en razón de la importancia de tales recursos para la economía en general.

Por su parte, se indicó que la promoción de inversiones en el sector hidrocarburos resulta esencial para las Provincias productoras, para promover el empleo, el desarrollo de las economías regionales y la oportunidad de obtener nuevos recursos fiscales en materia de regalías.

Se reconoció que el dominio de los yacimientos de hidrocarburos ha sido motivo de disputas históricas entre el Gobierno Federal y los Gobiernos provinciales, controversias éstas que se mantuvieron hasta la reforma constitucional de 1994, a partir de la cual el dominio de los yacimientos de hidrocarburos pertenece al Estado nacional y/o a las provincias, según el lugar de localización.

La voluntad de las partes en este acuerdo fue la de aprobar un proyecto de ley que, en forma exclusiva, contenga las medidas necesarias para que las Provincias productoras puedan administrar en forma plena la totalidad de los yacimientos de hidrocarburos y áreas de exploración que se encuentran en sus territorios, en el marco de la ley N° 17.319 y su reglamentación y de la legislación de seguridad y medio ambiente.

A su vez, junto con la transferencia de las áreas y yacimientos de hidrocarburos, se indicó que era necesario transferir la información geológica, técnica y estadística asociada a los recursos, ya que el dominio de las Provincias productoras abarca y comprende toda la

información existente relacionada con la exploración y explotación de hidrocarburos, en la medida en que forma parte de dicho derecho.

Para esos fines se acordó constituir una Comisión de Trabajo Técnica que tendría la función de proponer a la Secretaría de Energía y a las Provincias productoras la coordinación de una Base de Datos Integral de los Hidrocarburos.

A su vez, se indicó la necesidad de introducir modificaciones de fondo a las disposiciones contenidas en la ley N° 17.319, y por ello las partes prestaron su consentimiento para constituir una Comisión de Legislación Petrolera a la cual le asignaron la misión de redactar un proyecto de ley nacional de hidrocarburos que contenga los principios y obligaciones básicos de orden sectorial, la necesaria coordinación entre las jurisdicciones nacional y provincial y toda la temática relativa a la seguridad y el medio ambiente que se encuentra reglada en forma dispersa en varias leyes.

Dicha Comisión debía tener en cuenta: (1) la normativa constitucional en vigencia; (2) los cambios y avances tecnológicos operados en las actividades relativas a la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos; (3) lo dispuesto en el proyecto de ley aprobado mediante el Acuerdo; y (4) la creación de un organismo federal, de coordinación de políticas y necesidades de interés común, compuesto por las provincias y el Poder Ejecutivo nacional.

De conformidad con lo establecido en el Decreto N° 546/03 y en el proyecto de ley que se promovió, las Provincias serían autoridad concedente en materia de transporte de hidrocarburos, en atención a lo cual resulta necesario transferir a las jurisdicciones locales todas aquellas concesiones de transporte asociadas a las concesiones de explotación que serán objeto de transferencia, cuyas trazas comiencen y terminen en cada jurisdicción.

A esos efectos se dispuso la creación de una Comisión de Transporte de Hidrocarburos que tendría la misión de definir y proponer a las partes cuáles de las concesiones de transporte de hidrocarburos en vigencia corresponde que sean transferidas a las Provincias productoras, así como también toda la información técnica, estadística, de seguridad y ambiental asociada a dichas concesiones.

Las Comisiones constituidas estarían conformadas por cuatro miembros cada una, dos por el Estado nacional y dos por las provincias productoras.

Como corolario del Acuerdo, el Poder Ejecutivo nacional y las Provincias productoras exhortaban al Congreso de la Nación, a la pronta sanción del proyecto de ley que se aprobaba, solicitándole su más pronto despacho.

Debates Parlamentarios de la Ley N° 26.197

El proyecto de ley elevado por el Poder Ejecutivo Nacional bajo el número 350/06, por el cual se sustituyó el artículo 1° de la Ley Nacional de Hidrocarburos N°17.319 tuvo como Cámara de origen al Senado de la Nación.-

El debate fue iniciado por el Senador Gioja¹, quien, abreviando los antecedentes de la cuestión, indicó que, *“en 1967, hace casi cuarenta años, en función de las atribuciones que le confería el artículo 5° del Estatuto de la Revolución Argentina, el teniente general Juan Carlos Onganía y su ministro de Economía, Adalberto Krieger Vasena, sancionaban y promulgaban..... la Ley 17319, todavía vigente, que regula toda la actividad vinculada con los recursos hidroenergéticos del país. El artículo 1° de esta norma dispone que los yacimientos de hidrocarburos, líquidos y gaseosos, situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional. Ahora, el Poder Ejecutivo propone la modificación de esta situación y de este artículo. Quiero reseñar que ha habido varios intentos y propuestas apuntando a este objetivo. Cabe destacar que hace más de quince años se sancionó la Ley 24145, por la cual, en su oportunidad, se privatizó YPF y se transfirieron a las provincias los recursos hidroenergéticos, pero bajo la condición de que se modificara la “Ley Onganía”, cosa que nunca se cumplió. Por lo tanto, esa transferencia quedó absolutamente invalidada y no practicada. Hace ya más de diez años fue modificada la Constitución Nacional, incluyéndose en la parte final del artículo 124 una disposición muy clara, que establece que los recursos naturales serán de la Nación o de la provincia, según el territorio en el que se encuentren. Sin embargo, esto no fue óbice para que, efectivamente, se realizaran las transferencias de estos recursos...a las provincias argentinas y siguiera el Estado nacional manejando las concesiones referidas a este tema. Recién en agosto de 2003 este gobierno dictó el Decreto 456/03² por el que se transfiere a las provincias la jurisdicción de aquellos yacimientos sobre los que no había concesiones vigentes. Esta situación —que evidentemente se contradice con la norma constitucional— generó, en primer lugar, diversas reuniones y análisis e infinidad de proyectos legislativos, hasta que recientemente, en octubre de este año, se reunieron los gobernadores de las diez provincias petroleras argentinas...y firmaron junto con la Nación un acuerdo federal de hidrocarburos, en el cual se estableció el compromiso de analizar y considerar la normativa, actualizándola para que pudiésemos contar con los instrumentos adecuados a la época y a la realidad actual, a fin de lograr el desarrollo de esta actividad tan importante. En ese marco, se estableció que el cambio legislativo se iba a efectuar en forma gradual. Primero, a través de un pronunciamiento que se denominó “ley corta”, por el cual se transferirían a las provincias el dominio y la administración de los yacimientos que se encontraran en sus territorios. De tal modo que este*

¹ Senador César Ambrosio Gioja - Bloque Pj Frente Para La Victoria - Partido Alianza Frente Para La Victoria. Provincia de San Juan.-

proyecto viene a reglamentar, claramente, el artículo 124 de nuestra Constitución Nacional. A su vez, el proyecto transfiere el dominio de los yacimientos que se encuentren en el territorio, aclarando que también serán parte de ese dominio los yacimientos que se encontraren doce millas en el interior de nuestro litoral marítimo, reservando para la Nación los que se encuentren más allá de las doce millas y sobre nuestra plataforma continental. También se transfiere la administración plena de las concesiones, los controles y las regalías que estuviesen vigentes o que pudieren efectuarse. Esta transferencia es total y plena y las provincias reemplazan a la Nación en los contratos respectivos, con las mismas obligaciones, los mismos derechos y los mismos compromisos. Por otra parte, también se transfiere el transporte de los hidrocarburos a las provincias, cuando el medio a utilizar se encontrare dentro de los límites provinciales, dejando reservados para la Nación los transportes interprovinciales y los que apunten a transportar petróleo o gas con destino a exportación. Sin embargo, este proyecto formula una reserva muy clara y muy precisa, en cuanto deja para la Nación el diseño de las políticas energéticas a nivel federal. Será la Nación, entonces, en función de su visión integral, la que tenga la competencia de definir las políticas energéticas que hagan a la República Argentina. Este proyecto es complementario de una norma que sancionamos hace muy poco tiempo, que tiene que ver con la promoción de la exploración y la explotación de los hidrocarburos.”³

También dejó expresamente aclarado el Senador Gioja que el proyecto de ley, tal como estaba planteado, no significaba ningún tipo de costo fiscal para la Nación, por lo tanto, de ninguna manera afectaba las finanzas públicas. Por el contrario, la norma que se estaba por sancionar, indicó, tiene un enorme valor institucional, ya que regula las relaciones entre la Nación y las provincias y de las provincias entre sí, en un tema que es considerado estratégico y que ha generado discusiones por más de veinte años en la vida política argentina.-

El Senador Martínez⁴ relata los antecedentes inmediatos del proyecto de ley en análisis, encontrándolos en el Acuerdo Federal de Hidrocarburos analizado en el punto anterior, expresando: “...esto comienza el 26 de octubre de este año, cuando los representantes de la OFEPI, de las provincias petroleras, juntamente en reunión con el gobierno nacional firman este Acuerdo Federal de Hidrocarburos, en donde se determinan algunas cuestiones instrumentales, pero cuyo eje fundamental es aquello que se venía reclamando hacía tanto tiempo y que tiene inclusive la manda constitucional de 1994, cual es el dominio original que tienen las provincias sobre lo que tienen en sus subsuelos, especialmente los recursos hidrocarburíferos. En esta acta acuerdo, las provincias petroleras, juntamente con la Nación, determinan la necesidad de aprobar esta ley, corta sin duda alguna, y establecen

² Debe entenderse Decreto N° 546/03.-

³ Versión Taquigráfica Provisional elaborada por la Dirección de Taquígrafos dependiente de la Secretaría Parlamentaria del Honorable Senado de la Nación. Sesión Ordinaria del 22 de noviembre de 2.006.-

tres mecanismos o comisiones de trabajo. Una de estas comisiones va a tener la responsabilidad de analizar el traspaso de la información, es decir que cada provincia pueda recibir la totalidad de la información sobre los yacimientos o, por lo menos, la existente, porque sabemos que hay mucha documentación que lamentablemente hoy ni siquiera está en manos de la Nación sino de empresas privadas, algunas de las cuales inclusive no trabajan más en nuestro suelo. Asimismo, se establece otra comisión, que va a determinar el mecanismo de traspaso para el transporte, es decir, los ductos que van a quedar como propiedad y bajo dominio y jurisdicción de las provincias. Y aquellos que, como bien decía el senador Gioja, sean interprovinciales o tengan bocas de exportación, quedarán bajo la jurisdicción nacional. También se establece el mecanismo para determinar cómo se va a trabajar sobre eso, aunque sabemos que todavía van a tener que afinar algunas cosas, tal como lo planteara la senadora Escudero en su momento —cuando vino el secretario de Energía—, respecto de un ducto que tienen en su provincia y que posee boca de exportación. Estas son cuestiones que habrá que conversar. Tendrán que sentarse a discutir cuáles serán los mecanismos de peaje y cómo se va a liquidar. Y se establece una tercera comisión que no aparece en la ley, pero sí en el acta acuerdo, referida a una comisión legislativa. En el acta acuerdo figura que ella estará integrada por representantes de las provincias petroleras y de la Nación. A este respecto, nosotros le planteamos al señor secretario de Energía que nos parecía saludable que en esta comisión participaran por lo menos las comisiones de Energía de ambas Cámaras, porque realmente quienes vamos a tener que sancionar esta ley larga —y esperemos que así sea— seremos nosotros, los representantes de las provincias y los diputados.⁵

Asimismo, puso énfasis el Senador Martínez en su discurso, con respecto al Organismo que establecería el mecanismo mediante el cual se garantizaría la participación de las provincias en el diseño de las políticas energéticas a nivel federal. Aclaró que entendían que no era posible que cada provincia tenga su propia política de hidrocarburos.-

Analizando los artículos 5° y 6° del proyecto aclaró cuál era la intención del legislador, al decir que: “...en el artículo 5° se vuelve a hacer referencia a los ciento ochenta días con relación al traspaso de absolutamente toda la información. Y cuando hablamos de información, nos referimos a los contratos actualmente vigentes, a las adjudicaciones, a todo lo relacionado con el medioambiente, auditorías, etcétera. También se habla de la transferencia de legajos, de planos, de la información geológica, etcétera. Así mismo, el artículo 6° dice que a partir de la promulgación de la presente ley las provincias, como autoridad de aplicación, ejercerán las funciones de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos objeto de transferencia, estando facultadas...; y a partir de allí se

⁴ Senador Alfredo Anselmo Martínez – Bloque Unión Cívica Radical – Partido Unión Cívica Radical. Provincia de Santa Cruz.-

⁵ Versión Taquigráfica Provisional elaborada por la Dirección de Taquígrafos dependiente de la Secretaría Parlamentaria del Honorable Senado de la Nación. Sesión Ordinaria del 22 de noviembre de 2.006.-

*hace un detalle tremendamente claro. Es por eso que en cuanto al término “administración”, en dicho artículo quedan aclarados los alcances de las provincias. Y se llega al absoluto control de las concesiones e, incluso, a disponer la caducidad de las mismas, por supuesto que siendo responsables las provincias de las consecuencias que pueda acarrear esto. Y esto tiene que ver con la autoridad de aplicación, en cuanto al tema del medioambiente, a la parte contractual y a las posibilidades de ampliación de los términos de las concesiones una vez caducadas estas.*⁶

Naturalmente no todas las voces fueron de adhesión al proyecto remitido por el Poder Ejecutivo Nacional, y una de ellas, en el Senado de la Nación, fue la del Senador Giustiniani⁷ quien al inicio de su discurso adelantó su voto negativo al proyecto en tratamiento.-

Aclaró que consideraba que el proyecto era coherente con algunos artículos de la reforma constitucional de 1.994 y, sobre todo, con la ley de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, la Ley N° 24.145, que se sancionó dos años antes de dicha reforma. La ley en tratamiento sería, en su opinión, una continuación, la consolidación y profundización de la política neoliberal de los años 90 en materia energética.-

No desconoce que esta ley surge de lo que siempre quisieron las provincias. Las provincias de la OFEPHI, indicó, siempre reclamaron el dominio y el manejo del recurso, pero esta iniciativa también va en dirección de lo que siempre plantearon las petroleras. Su explicación era la siguiente: *“No es lo mismo discutir con el Estado nacional, con el gobierno nacional; no es lo mismo discutir intereses económicos sobre la base de un proyecto energético con una idea clara de lo que se tiene que hacer con el petróleo y el gas en la República Argentina, que ir a discutir al escritorio de cada provincia, muchas veces sobre la realidad de la escasez fiscal, de las necesidades. Por eso, creo que es obvio que siempre las empresas petroleras prefirieron que fueran las provincias las que tuvieran la posibilidad de la administración y las concesiones. Espero que quede absolutamente claro el cumplimiento de los contratos de concesión, porque estamos a once años de que se venzan las concesiones actuales, que en el caso de la provincia del Neuquén, han sido extendidas, desde mi punto de vista ilegalmente, dando el Yacimiento de Loma de la Lata por veinticinco años más antes del fin de la concesión. Por eso me parece que sería bueno tener presente en el debate de una ley de hidrocarburos que el problema de la discusión no radica en si se trata de una ley corta o larga, sino en cuál es el rol del Estado en la política energética. Lo cierto es que acá, con esta llamada “ley corta”, se está produciendo una definición muy importante que yo considero un profundo retroceso... aquí no se hace más que tomar una norma obsoleta —la mal llamada ley 17319, porque, en definitiva, es un bando militar— y cambiar el ámbito de aplicación. Eso es*

⁶ Idem Anterior.-

⁷ Senador Rubén Héctor Giustiniani. Bloque Partido Socialista – Partido Socialista. Provincia de Santa Fé.-

precisamente lo que se está cambiando en su artículo 1º, donde la autoridad de aplicación deja de ser la Secretaría de Energía de la Nación para pasar a las provincias. Es decir que el poder de decisión que tenía la Nación pasa a la provincia de Santa Cruz, a la de Mendoza o a las diversas provincias integrantes de la OFEPHI, que son las llamadas "productoras de petróleo".

Quiero ser absolutamente claro: el recurso es de las provincias pero debe ser explotado con una política nacional. En ese sentido, una política nacional debería haber garantizado una ley de hidrocarburos pendiente, que, primero, concrete una mayor captura de la renta petrolera por parte de las provincias; segundo, garantice el funcionamiento no monopólico del mercado de hidrocarburos, que padecemos cuando chantajean con los precios de las naftas, para defender así el derecho de los usuarios consagrado en el artículo 42 de la Constitución Nacional; tercero, disponga el cumplimiento de los actuales contratos —que no han cumplido nunca, con la presentación de declaraciones juradas que nadie sabe si son ciertas— y garantice —mediante una norma regulatoria— las obligaciones de los operadores privados, la explotación racional y sustentable de los hidrocarburos, que vemos, por lo que ha sucedido en los últimos años, que no se produce porque los recursos se están agotando irremediablemente. Y finalmente, debe quedar clara la responsabilidad indelegable y exclusiva del Estado nacional en materia de fijación de la política petrolera y gasífera.”⁸

La votación final en el Senado de la Nación culminó con 53 votos afirmativos y uno negativo, quedando sancionado en dicha Cámara el proyecto remitido por el Poder Ejecutivo.

Por su parte, en la Cámara de Diputados de la Nación, la Diputada Bertone⁹ fue la encargada de inaugurar el debate relativo al proyecto que ya contaba con media sanción de la Cámara alta, realizando un análisis que puso de resalto la trascendencia del reconocimiento del dominio originario de los estados provinciales sobre los recursos hidrocarburíferos ubicados en sus territorios.

Indicó al respecto: *“Con la sanción que hoy daremos a esta norma, las provincias recuperan sin duda el dominio sobre los yacimientos y las áreas que se encuentran en sus territorios, con el debido respeto por el marco general de la ley 17.319 en aquello que no se opone a la presente y la legislación sobre seguridad y medio ambiente. Recuperan así no sólo el dominio, sino la posibilidad de administrarlo dictando los actos administrativos necesarios para su uso y goce, manteniendo el Estado nacional la jurisdicción para el diseño de la política federal, conforme se establece específicamente en el último párrafo del artículo 2º del proyecto. ¿Qué queremos significar con esto? El concepto de dominio público supone el sometimiento de*

⁸ Versión Taquigráfica Provisional elaborada por la Dirección de Taquígrafos dependiente de la Secretaría Parlamentaria del Honorable Senado de la Nación. Sesión Ordinaria del 22 de noviembre de 2.006.-

los bienes que lo integran a su régimen específico de derecho, condición sine qua non del dominio público. Este sometimiento sólo puede resultar de una disposición de la autoridad competente, que en nuestro sistema legal es el Congreso Nacional. De modo que el carácter dominial de una cosa o de un bien depende de una norma legal. Una de las materias propias del Código Civil es la de determinar el carácter o condición jurídica de las cosas o bienes. En lo referente al régimen de los bienes estatales, corresponde a la legislación nacional de fondo decidir qué bienes son públicos y cuáles son privados, sin perjuicio de la posibilidad de la legislación local de regular su uso y goce. La determinación de los bienes que han de integrar el dominio público corresponde a la Nación -artículo 75, inciso 12 de la Constitución Nacional-, pero ese dominio pertenece a la Nación o a las provincias, según el territorio en que se encuentre. Esta afirmación encuentra también soporte legal en lo dispuesto por los artículos 75, incisos 5, 10, 13, 18 y 30, y también en los artículos 121, 125 y 126 de la Constitución, y en los artículos 2.339 y 2.340 del Código Civil. Sin embargo, respecto de los recursos naturales, el artículo 124 de la Constitución reconoce el dominio originario de las provincias sin distinguir entre renovables o no. La amplitud de la norma determina el dominio provincial sobre todos los recursos naturales de su territorio.”¹⁰

La Diputada Comelli¹¹, realizó apreciaciones relativas a la interpretación futura que debe darse al proyecto analizado. Expresó que: ‘No es caprichoso el planteo que realiza el despacho de minoría en el sentido de pretender dejar bien aclarados algunos conceptos para que no vuelvan a darse interpretaciones antojadizas de sectores que permanentemente olvidan que la Argentina es un país federal y las provincias son la base ineludible de esa federación. El Estado nacional es la creación de las provincias, con poderes acotados estrictamente al marco de lo que se le ha delegado. De allí, entonces, nos parece importante determinar que disentimos con la apreciación que se hace sobre el tema de la jurisdicción. Creemos que la palabra a la que oportunamente aludimos debe estar expresamente colocada en el artículo 1º, porque de ninguna forma es mencionada, dejando bien aclarado que la titularidad originaria que se reconoce necesariamente debe traer aparejada la jurisdicción....estamos frente a un claro caso de competencia legislativa nacional, con exclusión de la competencia nacional jurisdiccional y administrativa, lo que nosotros llamamos "de derecho común". ¿Por qué hacemos tanto hincapié en el tema de la jurisdicción? Porque creemos que la cláusula del 124, si bien es importante esta ley, es operativa en sí misma y no necesita una norma de grado inferior para ponerla en práctica. Así lo hemos sostenido y así lo hemos llevado a la Corte. Esto implica la potestad exclusiva de otorgar a los particulares o empresas o entidades estatales el uso o aprovechamiento de dichos recursos naturales, el ejercicio del poder de policía en orden

⁹ Diputada Rosana Andrea Bertone. Bloque PJ Frente Para la Victoria – Partido Justicialista. Provincia de Tierra del Fuego.-

¹⁰ Versión Taquigráfica elaborada por la Dirección de Taquígrafos de la Cámara de Diputados de la Nación de la Reunión 49 – Sesión 1 – Ordinaria de Prórroga, realizada el 6 de diciembre de 2.006

¹¹ Diputada Alicia Marcela Comelli – Bloque Movimiento Popular Neuquino – Partido Movimiento Popular Neuquino – Provincia de Neuquén.-

al control operativo y de medio ambiente, la legitimación para exigir la reparación de los daños causados a los recursos naturales, el derecho a percibir directamente cánones y regalías y la facultad de imponer condiciones legales para emitir, renovar o extinguir las concesiones. En suma, lo que nosotros advertimos es que existe una ley, la 17.319, pero en su artículo 1° colisiona con la Constitución Nacional. Toda norma que colisione con la Constitución Nacional debe reputarse derogada, así como también la facultad exclusiva concedente del Estado nacional, el ejercicio del poder de policía en materia de control operativo y medio ambiente, la autoridad de aplicación nacional exclusiva y las obligaciones de los concesionarios para con esa autoridad nacional.”¹²

Asimismo, la Diputada Comelli analizó lo relativo a las regalías indicando que: *“Otra diferencia sustancial es lo relativo a la liquidación de las regalías. Lo único que hacemos en este proyecto es reiterar los términos de la ley 17.319 ignorando el tiempo que ha pasado, y creo que podríamos aportar un sistema de cálculo más exacto y moderno. En ese sistema de cálculo establecemos una diferencia sustancialmente importante, porque una cosa es cobrar regalías sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, como dice el artículo 59 de la ley 17.319 que quedaría vigente, y otra es cobrar en concepto de regalías el 12 por ciento de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, que es la propuesta que nosotros queremos hacer. A partir de allí fijaríamos un valor de boca de pozo de los hidrocarburos, y con parámetros muy claros podríamos calcular el valor, o sea, el valor comercial, que lo definimos al descontar del precio de venta el flete del producto hasta el lugar en que se haya tomado como base para fijar su valor comercial o hasta la frontera en el caso de la exportación. En el caso de que el precio no sea razonable o que exista vinculación económica entre el concesionario y el comprador o que no se fijen precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización, el precio se determinará conforme a la evolución del valor internacional del petróleo o el precio regional para el caso del gas. Esta forma de conceptualizar cómo llegamos al precio de venta, el valor, me parece que hubiera sido importante haber podido trabajarla en este proyecto. Obviamente, en ningún caso los volúmenes de hidrocarburos que le corresponden a los Estados concedentes en concepto de regalías podrían ser afectados por deducciones o tributos de cualquier naturaleza u origen que menoscaben su valor, conforme a lo establecido en esta ley. -*

También podríamos haber avanzado en muchos errores que comete la ley -17.319- al dejar vigentes remisiones al Código de Minería de artículos que no están, que no existen más, que han sido modificados hace mucho tiempo. Podríamos haber dado a la sociedad y a las provincias productoras una ley mucho más comprensiva de la realidad que hoy tenemos.

¹² Versión Taquigráfica elaborada por la Dirección de Taquígrafos de la Cámara de Diputados de la Nación de la Reunión 49 – Sesión 1 – Ordinaria de Prórroga, realizada el 6 de diciembre de 2.006

*Podríamos haber dado a la sociedad y a las provincias productoras una ley mucho más comprensiva de la realidad que hoy tenemos.*¹³

De acuerdo al tablero electrónico, sobre un total de 132 diputados nacionales presentes, 110 votaron por la afirmativa, 19 por la negativa y se registraron 2 abstenciones, quedando así definitivamente sancionada la ley que luego llevaría conforme al registro oficial el N° 26.197.-

¹³ Idem Anterior.-

LEY N° 26.197

ANALISIS

DE SU

CONTENIDO

LEY N° 26.197. ANALISIS DE SU CONTENIDO

Esta ley fue sancionada por el Poder Legislativo Nacional el 6 de diciembre de 2.006, promulgada de hecho el día 3 de enero de 2.007 y publicada en el Boletín Oficial el 5 de enero de 2.007.-

Modificación de la Ley 17.319

A través de su artículo 1° establece la disposición más trascendente de su contenido, sustituyendo el artículo 1° de la Ley N° 17.319, que fuera modificado por la Ley N° 24.145.-

De acuerdo a la nueva redacción, el primer artículo de la Ley Nacional de Hidrocarburos establece: *“Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren. Pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental. Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968. Pertenecen a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio. Pertenecen a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de DOCE (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento. Pertenecen a la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, aquellos yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de DOCE (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, respetando lo establecido en*

el Acta Acuerdo suscrita, con fecha 8 de noviembre de 1994, entre la referida provincia y la provincia de Santa Cruz.”

La redacción anterior del artículo no requería de tales especificaciones, puesto que los yacimientos eran considerados exclusivamente del Estado Nacional. Al efecto disponía: *“Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional”*.-

La **Ley 23.968** regula las disposiciones aplicables al **Mar Territorial Argentino**. Justamente, se reconoce a los estados provinciales el dominio de los yacimientos ubicados en el mar territorial, definido de acuerdo al artículo 3° de la Ley N° 23.968 como aquel que se extiende hasta una distancia de doce millas marinas a partir de las líneas de base que se establecen en el artículo 1° de la misma norma.

Al Estado Nacional se le reconoce el dominio de aquellos yacimientos ubicados en la zona contigua argentina (que se extiende desde el límite del mar territorial hasta una distancia de doce millas marinas), en la zona económica exclusiva (que se extiende más allá del límite exterior del mar territorial, hasta una distancia de doscientas millas marinas a partir de las líneas de base) y en la plataforma continental, hasta su límite exterior. De acuerdo el artículo 6° de la Ley N°23.968, la plataforma continental comprende el lecho y el subsuelo de las áreas marinas que se extienden más allá de su mar territorial y a lo largo de la prolongación natural de su territorio hasta el borde exterior del margen continental, o bien hasta una distancia de doscientas millas marinas medidas a partir de las líneas de base establecidas en el artículo 1° de la norma, en los casos en que el borde exterior no llegue a esa distancia.-

En el caso de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se reconoce su dominio originario sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, y además en el lecho y subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia de doce millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del **Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo**, aprobado por **Ley 20.645**. De acuerdo

al mencionado artículo cada parte podrá explorar y explotar los recursos del lecho y del subsuelo del río en las zonas adyacentes a sus respectivas costas, hasta la línea determinada por ciertos puntos geográficos establecidos en las cartas confeccionadas por la Comisión Mixta Uruguayo Argentina de Levantamiento Integral del Río de la Plata publicadas por el Servicio de Hidrografía Naval de la República Argentina, que forman parte del Tratado.-

A su vez, mediante el artículo 43° del Tratado, incluido en el Capítulo VII, el yacimiento o depósito que se extienda a uno y otro lado de la línea establecida en el artículo 41, será explotado de forma tal que la distribución de los volúmenes del recurso que se extraiga de dicho yacimiento o depósito sea proporcional al volumen del mismo que se encuentre respectivamente a cada lado de dicha línea. Cada parte en el Tratado realizará la explotación sin causar perjuicio sensible a la otra, y de acuerdo a las exigencias de un aprovechamiento integral y racional del recurso.-

Con respecto al reconocimiento del dominio de los yacimientos ubicados en el mar territorial correspondiente a la provincia del Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, se referencia el Acta Acuerdo suscripta el 8 de noviembre de 1.994 entre dicha provincia y la de Santa Cruz, cuyas disposiciones deben ser respetadas a los efectos del cálculo de las doce millas marinas medidas desde las líneas de base.

De acuerdo a la mencionada Acta Acuerdo, y a los efectos de delimitar el área noreste de la provincia de Tierra del Fuego, y frente a la falta de delimitación del Área Magallanes, los gobernadores de las provincias en cuestión aceptaron, de acuerdo a lo prescrito por el artículo 3°, que *“en el caso en que una plataforma se encuentre situada dentro de las doce millas de ambas provincias las regalías correspondientes a la producción de las mismas se distribuyan en un cincuenta y cinco por ciento (55%) a favor de la Provincia de Santa Cruz y un cuarenta y cinco por ciento (45%) a favor de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur”*.

A su vez, el acta hacía referencia a la consulta realizada al Servicio de Hidrografía Naval para la interpretación de las Líneas de Base y Espacios Marítimos para la determinación de la ubicación geográfica exacta de las plataformas incluidas en esta Acta Acuerdo.-

Por otra parte, el documento mencionado prevé que en el caso en que alguna de las dos provincias cuente con nuevos límites, se abrirá una nueva etapa de negociación, relativa a la distribución de regalías provenientes de la producción de hidrocarburos de los yacimientos del Área de Magallanes, *“guardando los principios generales definidos”* en dicho documento.

Reconocimiento del Dominio Originario de los Estados Provinciales

Si bien en el artículo 1° de la Ley N° 26.197 se reconoce la pertenencia al patrimonio inalienable e imprescriptible de los estados provinciales a los yacimientos de hidrocarburos ubicados en su territorio o en su mar territorial, con las especificaciones que se han comentado en el punto anterior, es en el artículo 2° donde se establecen y refieren los efectos de la declaración realizada en el artículo anterior.-

A ese fin, se aclara que, a partir de la promulgación de la ley, ocurrida el 3 de enero de 2.007, las provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares.

Lógicamente, la transferencia dispuesta por la ley, no podría afectar los derechos que los concesionarios o permisionarios hayan adquirido en los contratos en los que hayan resultado adjudicatarios, como así tampoco desaparecerán las obligaciones asumidas por los mismos.-

Las regalías hidrocarburíferas correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en vigor al momento de entrada en vigencia de la ley, se calcularán conforme lo disponen los respectivos títulos (permisos, concesiones o derechos) y se abonarán a las jurisdicciones a las que pertenezcan los yacimientos.

El ejercicio de las facultades como autoridad concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo

previsto por la Ley N° 17.319 y su reglamentación y de conformidad a lo previsto en el Acuerdo Federal de los Hidrocarburos.

El diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo nacional.

Esta última declaración ha sido de profundo análisis en los debates parlamentarios de la ley, resaltándose la importancia de que fuera el gobierno nacional quien continuara a cargo de la definición de las políticas energéticas para nuestro país, a efectos de lograr unidad y uniformidad de criterios.-

Transferencia de Concesiones de Transporte – Jurisdicción

Dentro de los 180 días contados a partir de la promulgación de la ley, el Poder Ejecutivo nacional y las provincias acordarán la transferencia a las jurisdicciones locales de todas aquellas concesiones de transporte asociadas a las concesiones de explotación de hidrocarburos que se transfieren en virtud de la ley.

Adviértase que, en los supuestos de permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, el artículo 2° estableció la transferencia de pleno derecho de los mismos a las jurisdicciones provinciales, mientras que en el caso de las concesiones de transporte se ha establecido un plazo de seis meses a efectos que la Nación y las Provincias resuelvan su transferencia.-

El Poder Ejecutivo nacional será autoridad concedente, de todas aquellas facilidades de transporte de hidrocarburos que abarquen 2 o más provincias o que tengan como destino directo la exportación. Deberán transferirse a las provincias todas aquellas concesiones de transporte cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no tengan como destino directo la exportación.

El Poder Ejecutivo nacional reglamentará el procedimiento para la transferencia de las facilidades y dictará las normas de coordinación necesarias para permitir el ejercicio armónico de las competencias previstas en el presente artículo.

Precisamente el artículo 3° ha fijado la distribución de competencias entre la jurisdicción nacional y la provincial, estableciendo la reserva para la jurisdicción federal en los supuestos en que las concesiones de transportes sean interprovinciales o tengan por destino la exportación.-

Designación de las Autoridades de Aplicación - Funciones y Facultades

El Estado Nacional, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las provincias, en su carácter de autoridades concedentes, determinarán, mediante los instrumentos que resulten necesarios y suficientes en cada jurisdicción, sus respectivas Autoridades de Aplicación, a las que se asignará la totalidad de lo recaudado en concepto de cánones de exploración y explotación, aranceles, multas y tasas (art. 4°).-

De acuerdo a la redacción del artículo 4°, pareciera que el Estado Nacional, a pesar de haber definido a través de distintas normas que la Secretaría de Energía de la Nación es la autoridad de aplicación de la Ley N° 17.319, deberá efectuar una nueva designación, que puede o no recaer en dicho órgano de la administración nacional, a fin de cumplimentar lo establecido en el artículo analizado.-

A partir de la promulgación de la ley, las provincias, como Autoridad de Aplicación, ejercerán las funciones de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos objeto de transferencia, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 6° de la ley.

A esos fines, se encuentran facultadas, entre otras materias, para:

- (I) ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los referidos permisos y concesiones, y de cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional;
- (II) exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías;
- (III) disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales; y

- (IV) aplicar el régimen sancionatorio previsto en la Ley N° 17.319 y su reglamentación (sanciones de multa, suspensión en los registros, caducidad y cualquier otra sanción prevista en los pliegos de bases y condiciones o en los contratos).

Las facultades descriptas no resultan limitativas del resto de las facultades derivadas del poder concedente emergentes de la Ley N° 17.319 y su reglamentación, termina aclarando el artículo 6° de la Ley 26.197.-

Precisamente, este artículo aclara, aunque no se considera que fuera necesario preverlo expresamente para reconocer a las provincias las facultades enumeradas, el contenido y alcance de la función de autoridad de aplicación.

Resulta interesante para el análisis que se realizará posteriormente la enumeración efectuada en este artículo y la aclaración final, precisamente por la diversidad de normas existentes en el ámbito nacional que regula las actividades, derechos y obligaciones, procedimientos aplicables, etc. a los permisionarios y concesionarios. En cambio, en las jurisdicciones locales, dichas normas no existen, y será necesario determinar sí, corresponde su aplicación por las autoridades provinciales o si por el contrario, corresponde que éstas dicten sus propias normas, innovando en su contenido o adhiriendo a los textos de las normas nacionales.-

Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera

Según lo acordado en el Acuerdo Federal de Hidrocarburos de 2.006, era necesario transferir la información geológica, técnica y estadística asociada a los recursos, ya que el dominio de las Provincias productoras abarca y comprende toda la información existente relacionada con la exploración y explotación de hidrocarburos, en la medida en que forma parte de dicho derecho.

Para ello se acordó en él constituir una Comisión de Trabajo Técnica que tendría la función de proponer a la Secretaría de Energía y a las Provincias productoras la coordinación de una Base de Datos Integral de los Hidrocarburos.

A su vez, en el artículo 5° de la Ley N° 26.197, dentro de los 180 días contados a partir de la promulgación de la ley, el Estado Nacional y las provincias productoras llevarán a cabo las acciones tendientes a lograr un

Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera que incluirá, entre otros términos, lo siguiente:

- a) La transferencia de legajos, planos, información estadística, datos primarios, auditorías, escrituras y demás documentación correspondiente a cada área transferida sujeta a permisos de exploración o concesiones de explotación en vigencia o que hayan sido revertidas al Estado nacional.
- b) La transferencia de toda la documentación técnica, de seguridad y ambiental de las concesiones de transporte objeto de transferencia. En este caso la Secretaría de Energía transferirá, a cada jurisdicción, las auditorías de seguridad, técnicas y ambientales, que la normativa en vigencia establece para cada una de las áreas involucradas, con sus respectivos resultados, cronogramas de actividades, y observaciones.
- c) los procedimientos para la transferencia de todo tipo de expedientes en curso de tramitación, cualquiera fuera su naturaleza y estado.
- d) El estado de cuenta y conciliación de acreencias por los cánones correspondientes a cada área.
- e) El listado de obligaciones pendientes por parte de los permisionarios y/o concesionarios que sean relevantes frente al hecho de la transferencia.
- f) Las condiciones ambientales correspondientes a cada área y/o yacimiento.

En la gestión y cumplimiento de las funciones que han sido transferidas a los estados provinciales en virtud del reconocimiento de su dominio originario sobre los yacimientos de hidrocarburos, este artículo es de trascendental importancia, puesto que la información obrante en la jurisdicción nacional constituye una herramienta imprescindible para que las Provincias asuman su carácter de autoridad de aplicación con respecto a los permisos y concesiones que se encuentran en su territorio.-

Debe tenerse en cuenta, que desde los orígenes del desarrollo hidrocarburífero en nuestro país, la información técnica y administrativa vinculada a los yacimientos ha sido concentrada a nivel nacional. En las jurisdicciones provinciales, la información con la que se cuenta en la mayoría de los casos ha sido obtenida a través de los mismos permisionarios o concesionarios que, en cumplimiento de obligaciones impuestas por la normativa nacional, han debido suministrar ciertos antecedentes a las autoridades locales.-

Ante la diversidad y cantidad de antecedentes existentes en la órbita nacional, con respecto a todos los contratos vigentes en todas las provincias y la información referida a aspectos técnicos de cada área, la Secretaría de Energía de la Nación y la OFEPHI han establecido un procedimiento de otorgamiento de turnos para coordinar con las Provincias el traspaso de los antecedentes necesarios.-

Como se analizará más adelante, de acuerdo a lo informado por la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Provincia de La Pampa, la transferencia de información se realiza en forma paulatina, no contando aún en dicha repartición con antecedentes, por ejemplo, vinculados a la concesión del área 25 de Mayo - Medanito obrantes en la jurisdicción nacional.-

**NORMAS
NACIONALES
EN MATERIA
DE
HIDROCARBUROS**

NORMAS NACIONALES EN MATERIA DE HIDROCARBUROS¹⁴

El análisis del siguiente título será abordado desde un punto de vista temático, pues los distintos niveles normativos que han reglado la materia de hidrocarburos en la órbita nacional han abarcado el dictado de leyes, decretos, resoluciones, disposiciones emanadas de distintos órganos, lo que dificultaría una exposición jerárquico – normativa.-

El Régimen Actual de los Hidrocarburos, regulado por la Ley N° 17.319 se erige en la norma de fondo dictada por el Estado Nacional, que resulta aplicable en todo el país, más allá de la modificación introducida por la Ley N° 26.197.-

Prescindir del análisis de su contenido sería iniciar el estudio de normas que la reglamentan desconociendo sus disposiciones. Por ello, en primer lugar, será necesario conocer las normas establecidas en el régimen general, para así una vez concluido su análisis, proceder al estudio de las distintas regulaciones específicas dictadas en su consecuencia.-

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319

Como ya se dijo anteriormente, esta ley derogó la Ley 14.773 vigente y estableció en 1.967 un nuevo régimen de la actividad hidrocarburífera, el cual todavía se encuentra vigente.-

Ha sido adoptada prácticamente de la ley española de hidrocarburos del 26 de diciembre de 1.958 sobre “Régimen Jurídico de Investigación y Explotación de los Hidrocarburos” y de su decreto reglamentario 977/59 denominado “Reglamento para aplicación de la Ley sobre Régimen Jurídico de Investigación y Explotación de los Hidrocarburos.-

Establece un régimen de libre concurrencia entre la explotación fiscal y la particular, por un lado a través de YPF¹⁵, actuando en las zonas de reserva creadas por la misma ley y, por el otro, a través de los particulares, operando en las zonas que fueran objeto de concurso público, especialmente convocado por el Estado. A tal efecto se estableció, paralelamente, una regulación para los derechos de exploración, de explotación y de transporte, otorgados mediante concesiones dispuestas a través de esos concursos y por tiempo limitado.

Disposiciones Generales:

¹⁴ Se deja aclarado que se analizarán en este título las normas dictadas en la órbita nacional que se han considerado trascendentes a los efectos de este proyecto, puesto que, ante la diversidad existente, su análisis integral excedería el objeto del mismo.-

¹⁵ Cuando se trataba de una Sociedad del Estado.

Su artículo 1° ha sido sustituido por la Ley N° 26.197, reconociendo actualmente el dominio de los yacimientos al Estado Nacional o las Provincias según el territorio donde se encuentren ubicados.-

Las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas (art. 2).-

De acuerdo al artículo 3, que mantiene su redacción original, será el Poder Ejecutivo Nacional quien fijará la *política nacional* con respecto a las actividades mencionadas en el artículo anterior, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.-

Adviértase que, si bien este artículo no ha sido modificado por la Ley N°26.197, puesto que el único artículo afectado por esta norma es el 1°, el artículo 2° in fine de ésta última dispone que: *"El diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo Nacional"*.-

Esto significa que, las facultades reconocidas en el artículo 3° de la Ley N° 17.319 al Estado Nacional, seguirán siendo las mismas a pesar de la sustitución operada con respecto al artículo 1° por parte de la Ley 26.197.-

De acuerdo al artículo 4°, también le compete al Poder Ejecutivo Nacional otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos.-

Debe entenderse que dicha facultad ahora le corresponde al Estado Nacional o a las provincias de acuerdo a donde se encuentren ubicados los yacimientos sobre los cuales se otorguen permisos o concesiones, puesto que si bien la Ley 26.197 no ha modificado todos los artículos de la Ley 17.319 donde se le otorgan facultades al Estado Nacional, ha dejado sentado el principio que las provincias o aquél serán la autoridad concedente ejerciendo las facultades correspondientes, con arreglo a la Ley Nacional de Hidrocarburos (art. 2°, párrafo tercero, Ley 26.197).-

Los titulares de los permisos y de las concesiones deberán, además de cumplir los demás requisitos exigidos por la ley y constituir domicilio en la República, poseer la solvencia financiera y la capacidad técnica adecuadas para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado. Asimismo, serán de su exclusiva cuenta los riesgos propios de la actividad minera (art. 5).-

Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan, pero no la propiedad del yacimiento que pertenece al Estado Nacional¹⁶.

Podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo sobre bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos (art. 6°)

Continúa el artículo 6 disponiendo que durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos.-

El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país.-

La producción de gas natural podrá utilizarse, en primer término, en los requerimientos propios de la explotación de los yacimientos en que se extraiga y de otros de la zona, pertenezcan o no al concesionario. La empresa estatal que preste servicios públicos de distribución de gas tendrá preferencia para adquirir las cantidades que excedieran del uso anterior a precios convenidos que aseguren una justa rentabilidad de la inversión correspondiente, teniendo en cuenta las especiales características y condiciones del yacimiento. Con la aprobación de la Autoridad de Aplicación, el concesionario podrá decidir el destino y condiciones de aprovechamiento del gas que no fuere utilizado en la forma precedentemente indicada. La comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos estará sometida a las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo (art. 6).-

Será el mismo poder administrador quien establecerá el régimen de importación de los hidrocarburos y sus derivados, asegurando el cumplimiento del objetivo enunciado por los artículos 3 y 6.-

A fin de resolver el régimen aplicable a las explotaciones vigentes al momento de sanción de la ley, el artículo 8 dispone que las propiedades mineras sobre hidrocarburos constituidas a favor de empresas privadas con anterioridad a la fecha de vigencia de la ley, continuarán rigiéndose por las disposiciones que les dieron origen, sin perjuicio de la facultad de sus titulares para acogerse a las disposiciones de la presente, conforme al procedimiento que establecerá el Poder Ejecutivo. Es en este marco que muchos contratos de explotación

¹⁶ O al Estado Provincial, según corresponda.-

celebrados por empresas privadas con YPF SE luego fueron convertidos a concesiones de explotación regidas por la Ley 17.319.-

El Poder Ejecutivo determinará las áreas en las que otorgará permisos de exploración y concesiones de explotación (art. 9).-

Se establecen dos categorías de zonas:

- *zonas probadas*: donde se haya comprobado la existencia de hidrocarburos que puedan ser comercialmente explotables y que pueden ser explotadas.-
- *zonas posibles*: las no comprendidas en la definición anterior y que pueden ser exploradas (art. 10).-

Continuando con el régimen de reservas previsto en las leyes anteriores, el artículo 11 prevé que las empresas estatales constituirán elementos fundamentales en el logro de los objetivos fijados en el artículo 3 y desarrollarán sus actividades de exploración y explotación en las zonas que el Estado reserve en su favor, las que inicialmente quedan definidas en el único anexo que integra la ley.

Asimismo, se faculta al Poder Ejecutivo a que en un futuro asigne nuevas áreas a esas empresas, las que podrán ejercer sus actividades directamente o mediante contratos de locación de obra y servicios, integración o formación de sociedades y demás modalidades de vinculación con personas físicas o jurídicas que autoricen sus respectivos estatutos.-

El artículo 12 establece que el Estado Nacional reconoce en beneficio de las provincias dentro de cuyos límites se explotaren yacimientos de hidrocarburos por empresas estatales, privadas o mixtas una participación en el producido de dicha actividad pagadera en efectivo y equivalente al monto total que el Estado Nacional perciba con arreglo a los artículos 59, 61, 62 y 93 (todos aplicables al porcentaje de regalías que debe percibir el Estado Nacional de los concesionarios de explotación de los yacimientos).-

De acuerdo al segundo párrafo del artículo 2° de la Ley N° 26.197, ahora *“las regalías hidrocarburíferas correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en vigor al momento de entrada en vigencia de la ley, se calcularán conforme lo disponen los respectivos títulos (permisos, concesiones o derechos) y se abonarán a las jurisdicciones a las que pertenezcan los yacimientos.”*

Derechos y Obligaciones Principales:

El Título II de la ley regula los derechos y obligaciones derivados del reconocimiento superficial, los permisos de exploración, y las concesiones de explotación y de transporte de

hidrocarburos. También se especifican las normas generales relativas a los procesos de adjudicación y el régimen tributario aplicable a las distintas modalidades de aprovechamiento de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.-

Reconocimiento superficial:

Según el artículo 14, cualquier persona civilmente capaz puede hacer reconocimientos superficiales en busca de hidrocarburos en el territorio del país incluyendo su plataforma continental, con excepción de las zonas cubiertas por permisos de exploración o concesiones de explotación, de las reservadas a las empresas estatales y de aquellas en las que el Poder Ejecutivo prohíba expresamente tal actividad.-

Se aclara que el reconocimiento superficial no genera derecho alguno con respecto a las actividades referidas en el artículo 2 (explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos) ni el derecho de repetir contra el Estado Nacional¹⁷ las sumas invertidas en dicho reconocimiento.-

Los interesados en realizarlos deberán contar con la autorización previa del propietario superficial y responderán por cualquier daño que le ocasionen.-

No podrán iniciarse los trabajos de reconocimiento sin previa aprobación de la autoridad de aplicación. El permiso consignará el tipo de estudio a realizar, el plazo de su vigencia y los límites y extensión de las zonas donde serán realizados. El reconocimiento superficial autoriza a efectuar estudios geológicos, geofísicos y a emplear otros métodos orientados a la exploración petrolera. Levantar planos, realizar estudios y levantamientos topográficos, entre otras tareas que se autoricen por vía reglamentaria (art. 15).-

Al vencimiento del plazo del reconocimiento, los datos primarios obtenidos serán entregados a la Autoridad de Aplicación, la que puede elaborarlos por sí o por terceros y usarlos de la manera que más convenga a sus necesidades. No obstante, durante los dos años siguientes no deberá divulgarlos, salvo que medie autorización expresa del interesado en tal sentido o adjudicación de permisos o concesiones en la zona reconocida.-

Se reconoce la facultad de la Autoridad de Aplicación de inspeccionar y controlar los trabajos inherentes a esta actividad (art. 15 in fine).-

Permisos de exploración:

¹⁷ O provincial, según corresponda.-

El permiso de exploración confiere el derecho exclusivo de ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de hidrocarburos dentro del perímetro delimitado por el permiso y durante los plazos que fija el artículo 23 (art. 16).-

A todo titular de un permiso de exploración corresponde el derecho de obtener una concesión exclusiva de explotación de los hidrocarburos que descubra en el perímetro delimitado en el permiso (art. 17).-

Los permisos de exploración serán otorgados por el Poder Ejecutivo¹⁸ a las personas físicas o jurídicas que reúnan los requisitos pertinentes y observen los procedimientos especificados en la Sección Quinta, donde se regulan los procesos de adjudicación (art. 18).-

El permiso de exploración autoriza la realización de los trabajos mencionados en el artículo 15 (para el reconocimiento superficial) y de todos aquellos que las mejores técnicas aconsejen y la perforación de pozos exploratorios.-

El permiso autoriza asimismo a construir y emplear las vías de transporte y comunicación y los edificios o instalaciones que se requieran (art. 19).-

La adjudicación de un permiso de exploración obliga a su titular a deslindar el área en el terreno, a realizar los trabajos necesarios para localizar los hidrocarburos con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes y a efectuar las inversiones mínimas a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que el permiso comprenda. Si la inversión realizada en cualquiera de dichos períodos fuera inferior a la comprometida, el permisionario deberá abonar al Estado la diferencia resultante, salvo caso fortuito o fuerza mayor. Asimismo, la renuncia del permisionario al derecho de explotación le obliga a abonar al Estado el monto de las inversiones comprometidas y no realizadas que correspondan al período en que dicha renuncia se produzca.-

Si en cualquiera de los períodos las inversiones correspondientes a trabajos técnicamente aceptables superaran las sumas comprometidas, el permisionario podrá reducir en un importe igual al excedente las inversiones que correspondan al período siguiente, siempre que ello no afecte la realización de trabajos indispensables para la eficaz exploración del área. En los mismos términos el artículo 20 permite que, si el permiso de exploración fuera parcialmente convertido en concesión de explotación, la Autoridad de Aplicación podrá admitir que hasta el 50% del remanente de la inversión que corresponda a la superficie abarcada por esa transformación sea destinado a la explotación de la misma, siempre que el resto del monto comprometido incremente la inversión pendiente en el área de exploración.-

¹⁸ Debe entenderse ahora Nacional o Provincial.-

El permisionario que descubriere hidrocarburos deberá efectuar dentro de los 30 días la correspondiente denuncia ante la Autoridad de Aplicación. Podrá disponer de los productos que extraiga en el curso de los trabajos exploratorios, pero mientras no dé cumplimiento a lo exigido en el artículo 22 no estará facultado para proceder a la explotación del yacimiento.-

Los hidrocarburos que se extraigan durante la exploración estarán sometidos al pago de una regalía del 15% (art. 21).-

Dentro de los 30 días de la fecha en la que el permisionario determine que el yacimiento descubierto es comercialmente explotable, deberá declarar ante la Autoridad de Aplicación su voluntad de obtener la correspondiente concesión de explotación, observando los recaudos consignados en el artículo 33, párrafo 2.-

La concesión deberá otorgársele dentro de los 60 días siguientes y el plazo de su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35. Si el permisionario omitiera la declaración u ocultara la condición de comercialmente explotable de un yacimiento, dará lugar a la sanción prevista en el artículo 80 que prevé la caducidad de los permisos de exploración.-

Sin perjuicio de ello, el otorgamiento de la concesión no comporta la caducidad de los derechos de exploración sobre las áreas que al efecto se retengan, durante los plazos pendientes (art. 22).-

Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada concurso con los máximos siguientes:

Plazo Básico: 1º período: hasta 4 años
2º período: hasta 3 años
3º período: hasta 2 años.-

Período de prórroga: hasta 5 años.

Para las exploraciones en la plataforma continental cada uno de los períodos del plazo básico podrán incrementarse en un año.

La prórroga establecida en el artículo es facultativa para el permisionario. La transformación parcial del área del permiso en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del plazo básico, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga (art. 23).-

En cuanto a las extensiones de los permisos se prevé que podrán otorgarse permisos de exploración solamente en zonas posibles. La unidad de exploración tendrá una superficie de cien kilómetros cuadrados (art. 24).-

Los permisos de exploración abarcarán áreas cuya superficie no exceda de cien unidades. Los que se otorguen sobre la plataforma continental no superarán las ciento cincuenta unidades. Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco permisos de exploración ya sea en forma directa o indirecta (art. 25).-

El artículo 26 prevé que al fenecer cada uno de los períodos primero y segundo del plazo básico de un permiso el permisionario reducirá su área, como mínimo, al 50% de la superficie remanente del permiso al concluir el respectivo período. El área remanente será igual a la original menos las superficies restituidas con anterioridad o transformadas en lotes de una concesión de explotación.-

Por otro lado, al término del plazo básico el permisionario restituirá el total del área remanente, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50 % del área remanente antes del fenecimiento del último período de dicho plazo básico.-

Concesiones de explotación:

La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo que fija el artículo 35 (art. 27).-

A todo titular de una concesión de explotación corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos, sujeta a lo determinado en la Sección Cuarta relativa a estas concesiones (art. 28).-

Las concesiones de explotación serán otorgadas por el Poder Ejecutivo¹⁹ a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el artículo 17 (a los permisionarios) cumpliendo las formalidades consignadas en el artículo 22.-

El Poder Ejecutivo podrá además otorgar concesiones de explotación sobre zonas probadas a quienes reúnan los requisitos y observen los procedimientos de adjudicación regulados en la Sección Quinta. Esta modalidad de concesión no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotables (art. 29).-

¹⁹ Nacional o Provincial.-

La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos, conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transporte generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso (art. 30).-

El artículo 31 prevé un conjunto de importantes obligaciones que debe cumplir todo concesionario al disponer que está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

Dentro de los 90 días de haber formulado la declaración de comercialidad de un yacimiento que prevé el artículo 22 y posteriormente en forma periódica, el concesionario someterá a la aprobación de la autoridad de aplicación los programas de desarrollo y compromisos de inversión correspondientes a cada uno de los lotes de explotación. Tales programas deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 31 y ser aptos para acelerar en todo lo posible la delimitación final del área de concesión con arreglo al artículo 33 (art. 32).-

Cada uno de los lotes abarcados por una concesión deberá coincidir lo más aproximadamente posible, con todo o parte de trampas productivas de hidrocarburos comercialmente explotables.-

El concesionario deberá practicar la mensura de cada uno de dichos lotes, debiendo reajustar sus límites conforme al mejor conocimiento que adquiera de las trampas productivas. En ningún caso los límites de cada lote podrán exceder el área retenida del permiso de exploración (art. 33).-

El área máxima de concesión que no provenga de un permiso de exploración será de 250 kilómetros cuadrados.-

Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen (art. 34).-

Las concesiones de explotación tendrán una vigencia de 25 años a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por diez años y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión²⁰. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis meses al vencimiento de la concesión (art. 35).-

La Autoridad de Aplicación vigilará el cumplimiento por parte de los concesionarios de las obligaciones que esta ley les asigna, conforme a los procedimientos que fije la reglamentación. Vigilará, asimismo, que no se causen perjuicios a los permisionarios o concesionarios vecinos y, de no mediar acuerdo entre las partes, impondrá condiciones de explotación en las zonas limítrofes de las concesiones(art. 36)

La reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización que le atribuye el artículo 6 o de otros derechos subsistentes (art. 37).-

El concesionario de explotación que en el curso de los trabajos autorizados en virtud de esta ley descubriera sustancias minerales no comprendidas en este ordenamiento, tendrá el derecho de extraerlas y apropiárselas cumpliendo en cada caso, previamente con las obligaciones que el Código de Minería establece para el descubridor, ante la Autoridad Minera que corresponda por razones de jurisdicción.

Cuando en el área de una concesión de explotación, terceros ajenos a ella descubrieran sustancias de primera o segunda categoría, el descubridor podrá emprender

²⁰ Facultad expresamente reconocida a las Provincias por el inciso III) del artículo 6° de la Ley 26.197.-

trabajos mineros, siempre que no perjudiquen los que realiza el explotador. Caso contrario, y a falta de acuerdo de partes, la Autoridad de Aplicación, con audiencia de la Autoridad Minera jurisdiccional, determinará la explotación a que debe acordarse preferencia, si no fuera posible el trabajo simultáneo de ambas. La resolución respectiva se fundará en razones de interés nacional y no obstará al pago de las indemnizaciones que correspondan por parte de quien resulte beneficiario.

Para las sustancias de tercera categoría es de aplicación el artículo 252 del Código de Minería.

Cuando el propietario de una mina, cualquiera sea la categoría de sustancias, hallare hidrocarburos, sin perjuicio de disponer de los mismos únicamente en la medida requerida por el proceso de extracción y beneficio de los minerales, lo comunicará a la Autoridad de Aplicación dentro de los quince días del hallazgo (art. 38).-

Concesiones de transporte:

La concesión de transporte confiere el derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes (art. 39)

Las concesiones de transporte serán otorgadas por el Poder Ejecutivo a las personas físicas o jurídicas que reúnan los requisitos y observen los procedimientos que la Sección Quinta especifica. Los concesionarios de explotación que, ejercitando el derecho conferido por el artículo 28, dispongan la construcción de obras permanentes para el transporte de hidrocarburos que excedan los límites de alguno de los lotes concedidos, estarán obligados a constituirse en concesionarios de transporte, ajustándose a las condiciones y requisitos respectivos, cuya observancia verificará la Autoridad de Aplicación. Cuando las aludidas instalaciones permanentes no rebasen los límites de

alguno de los lotes de la concesión, será facultativa la concesión de transporte y, en su caso, el plazo respectivo será computado desde la habilitación de las obras (art. 40).-

Las concesiones a que se refiere la Sección serán otorgadas por un plazo de 35 años a contar desde la fecha de adjudicación, pudiendo el Poder Ejecutivo, a petición de los titulares, prorrogarlos por hasta 10 años más por resolución fundada. Vencido dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado Nacional²¹ sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho (art. 41).-

Las concesiones de transporte en ningún caso implicarán un privilegio de exclusividad que impida al Poder Ejecutivo otorgar iguales derechos a terceros en la misma zona (art. 42).-

Mientras sus instalaciones tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, los concesionarios estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación de personas y al mismo precio para todos en igualdad de circunstancias, pero esta obligación quedará subordinada, sin embargo, a la satisfacción de las necesidades del propio concesionario. Los contratos de concesión especificarán las bases para el establecimiento de las tarifas y condiciones de la prestación del servicio de transporte. La Autoridad de Aplicación establecerá normas de coordinación y complementación de los sistemas de transporte (art. 43).-

En todo cuanto no exista previsión expresa en esta ley, su reglamentación a los respectivos contratos de concesión, con relación a transporte de hidrocarburos fluidos por cuenta de terceros, serán de aplicación las normas que rijan los transportes (art. 44).-

Adjudicaciones:

²¹ O Provincial, según corresponda.-

La Sección Quinta del Título II establece que los permisos y concesiones regulados por la ley serán adjudicados mediante concursos en los cuales podrá presentar ofertas cualquier persona física o jurídica que reúna las condiciones establecidas en el artículo 5 y cumpla los requisitos exigidos en la Sección. Las concesiones que resulten de la aplicación de los artículos 29º, párrafo 1º y 40º, 2º párrafo, serán adjudicadas conforme a los procedimientos establecidos en las Secciones 2ª y 4ª del Título II ya analizadas (art. 45).-

El Poder Ejecutivo determinará en la oportunidad que estime más conveniente para alcanzar los objetivos de esta ley, las áreas a que alude el artículo 9º con respecto a las cuales la Autoridad de Aplicación dispondrá la realización de los concursos destinados a otorgar permisos y concesiones. Sin perjuicio del procedimiento previsto en el párrafo anterior, los interesados en las actividades regidas por esta ley podrán presentar propuestas a la Autoridad de Aplicación especificando los aspectos generales que comprendería su programa de realizaciones y los lugares y superficies requeridos para su desarrollo. Si el Poder Ejecutivo estimare que la propuesta formulada resulta de interés para la Nación, autorizará someter a concurso el respectivo proyecto en la forma que la Sección Quinta establece. En tales casos, el autor de la propuesta será preferido en paridad de condiciones de adjudicación (art. 46).-

Dispuesto el llamado a concurso en cualquiera de los procedimientos considerados por el artículo 46º, la Autoridad de Aplicación confeccionará el pliego respectivo, el que consignará a título ilustrativo y con mención de su origen, las informaciones disponibles concernientes a la presentación de propuestas. Asimismo, el pliego contendrá las condiciones y garantías a que deberán ajustarse las ofertas y enunciará las bases fundamentales que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y los plazos de las inversiones en obras y trabajos que se comprometan y ventajas especiales para la Nación incluyendo bonificaciones, pagos iniciales diferidos o progresivos, obras de interés general, etc (art. 47).-

El llamado a concurso deberá difundirse durante no menos de 10 días en los lugares y por medios que se consideren idóneos para asegurar su más

amplio conocimiento, debiéndose incluir entre éstos, necesariamente, el Boletín Oficial. Las publicaciones se efectuarán con una anticipación mínima de 60 días al indicado para el comienzo de recepción de ofertas (art. 47, último párrafo).-

La Autoridad de Aplicación estudiará todas las propuestas y podrá requerir de aquellos oferentes que hayan presentado las de mayor interés, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones satisfactorias. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la oferta que a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo, resultare en definitiva la más conveniente a los intereses de la Nación. Es atribución del Poder Ejecutivo rechazar todas las ofertas presentadas o adjudicar al único oferente en el concurso (art. 48).-

Hasta 30 días antes de la fecha en que se inicie la recepción de ofertas, quienes se consideren lesionados por el llamado a concurso, sea cual fuere la razón que invoquen, podrán formular oposición escrita ante la Autoridad de Aplicación acompañando la documentación en que aquélla se funde. Dicha autoridad podrá dejar en suspenso el concurso si, a su juicio, la oposición se fundará documentada y suficientemente. No se admitirán oposiciones del propietario superficiario de la zona a que se refiere el llamado, basadas solamente en los daños que le pudiese ocasionar la adjudicación, sin perjuicio de lo dispuesto en el Título III de la ley (art. 49)

Podrán presentar ofertas las personas inscriptas en el registro que la Autoridad de Aplicación habilitará al efecto y aquellas que, sin estarlo, inicien el correspondiente trámite antes de los 10 días de la fecha en que se inicie la recepción de las propuestas y cumplan los requisitos que se exijan (art. 50).-

No podrán inscribirse en el registro precitado ni presentar ofertas válidas para optar a permisos y concesiones regidas por esta ley, las personas jurídicas extranjeras de derecho público en calidad de tales (art. 51).-

Los interesados presentarán juntamente con sus ofertas, una garantía de mantenimiento de sus propuestas en las formas admitidas y por los montos fijados en la reglamentación o en los pliegos de condiciones (art. 52).-

Pendiente de adjudicación un concurso, no podrá llamarse otro sobre la misma área. En caso de que así ocurriera, los afectados podrán hacer valer sus derechos mediante oposición al llamado, en la forma y tiempo previstos por el artículo 49 (art. 53).-

Cualquiera sea el resultado del concurso, los oferentes no podrán reclamar válidamente perjuicio alguno indemnizable por el Estado con motivo de la presentación de propuestas, ni repetir contra éste los gastos irrogados por su preparación o estudio (art. 54).-

Tributos:

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación estarán sujetos, mientras esté vigente el permiso o concesión respectivo, al régimen fiscal que para toda la República se establece seguidamente:

- a) Tendrán a su cargo el pago de todos los tributos provinciales y municipales existentes a la fecha de la adjudicación. Durante la vigencia de los permisos y concesiones, las provincias y municipalidades no podrán gravar a sus titulares con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras o incremento general de impuestos.
- b) En el orden nacional estarán sujetos, con arreglo a las normas de aplicación respectivas y en cuanto correspondiere, al pago de derechos aduaneros, impuestos u otros tributos que graven los bienes importados al país y de recargos cambiarios. Asimismo, estarán obligados al pago del impuesto a las ganancias eventuales; al canon establecido por el artículo 57 para el período básico y para la prórroga durante la exploración y por el artículo 58 para la explotación a las regalías estatuidas por los artículos 21, 59 y 62; al cumplimiento de las obligaciones a que se refiere el artículo 64 y al pago del impuesto especial a la renta que regula el mismo artículo cuyo análisis excede el objetivo de esta investigación. Sin perjuicio de ello, se prevén criterios generales a ser tenidos en cuenta como los siguientes: el precio de venta de

los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros. En caso de que exista vinculación económica entre el concesionario y el comprador, no se fije precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización, el precio se fijará conforme al valor corriente del producto en el mercado interno al tiempo de enajenarse o industrializarse. En caso de exportación de hidrocarburos, su valor comercial a los efectos de este artículo se fijará en cada oportunidad sobre la base del precio real obtenido por el concesionario en la exportación, o, de no poder determinarse o no ser razonable, fundándose en precios de referencia que se establecerán periódicamente y para lo futuro sobre bases técnicamente aceptables.-

En virtud de las estipulaciones que anteceden, los permisionarios o concesionarios quedan exentos del pago de todo otro tributo nacional, presente o futuro, de cualquier naturaleza o denominación —incluyendo los tributos que pudieran recaer sobre los accionistas u otros beneficiarios directos de estas rentas— que tengan vinculación con la actividad a que se refiere este artículo. No gozan de esta exención por las tasas retributivas de servicios, por las contribuciones de mejoras y por los impuestos atribuibles a terceros que los permisionarios o concesionarios hayan tomado a su cargo (art. 56).-

El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la escala que fija un valor para cada período, la cual es actualizada periódicamente por el Poder Ejecutivo Nacional.-

a) Plazo básico: 1er. Período, 2do. Período, 3er. Período

b) Prórroga: Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado la suma que se especifique reglamentariamente por Km² o fracción, incrementándose dicho monto en el 50% anual acumulativo.

El importe de este tributo podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración de la fracción remanente, hasta la concurrencia de un canon mínimo que será establecido por Km² y que será abonado en todos los casos (art. 57).-

El concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcada por el área el canon que actualice el Poder Ejecutivo Nacional (art. 58).-

El concesionario de explotación pagará mensualmente al Estado Nacional²², en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del 12%, que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos (art. 59).-

La regalía será percibida en efectivo, salvo que 90 días antes de la fecha de pago, el Estado exprese su voluntad de percibirla en especie, decisión que se mantendrá por un mínimo de 6 meses. En caso de optarse por el pago en especie, el concesionario tendrá la obligación de almacenar sin cargo alguno durante un plazo máximo de 30 días, los hidrocarburos líquidos a entregar en concepto de regalía. Transcurrido ese plazo, la falta de retiro de los productos almacenados importa la manifestación del Estado de percibir en efectivo la regalía. La obligación de almacenaje no rige respecto de los hidrocarburos gaseosos (art. 60).-

El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinará mensualmente por la Autoridad de Aplicación restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Si la autoridad no lo fijara, regirá el último establecido (art. 61).-

La producción de gas natural tributará mensualmente, en concepto de regalía, el 12% del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, porcentaje que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el 5% teniendo en cuenta los factores que menciona el artículo 59. Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61. El pago en especie de esta regalía sólo

procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable (art. 62).-

No serán gravados con regalías los hidrocarburos usados por el concesionario o permisionario en las necesidades de las explotaciones y exploraciones (art. 63).-

Las ventajas especiales para la Nación²³ que los concesionarios hayan comprometido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 47, serán exigibles en la forma y oportunidad que en cada caso se establezca (art. 64).-

Los hidrocarburos que se pierdan por culpa o negligencia del concesionario serán incluidos en el cómputo de su respectiva producción, a los efectos tributarios consiguientes, sin perjuicio de las sanciones que fuere del caso aplicar (art. 65).-

Otros Derechos y Obligaciones

El Título III de la ley especifica otros derechos y obligaciones a que se hayan sujetos los permisionarios y concesionarios, además de las especificadas en el Título II.-

Los permisionarios y concesionarios instituidos en virtud de lo dispuesto en las Secciones 2, 3, y 4 del Título II de la ley, a los efectos del ejercicio de sus atribuciones, tendrán los derechos acordados por el Código de Minería en los artículos 42 y siguientes, 48 y siguientes, y concordantes de ambos (servidumbres), respecto de los inmuebles de propiedad fiscal o particular ubicados dentro o fuera de los límites del área afectada por sus trabajos. Las pertinentes tramitaciones se realizarán por intermedio de la Autoridad de Aplicación, debiendo comunicarse a las Autoridades Mineras jurisdiccionales, en cuanto corresponda, las resoluciones que se adopten. La oposición del propietario a la ocupación misma o su falta de acuerdo con las indemnizaciones fijadas, en ningún caso será causa suficiente para suspender

²² O Provincial, conforme art. 2º, segundo párrafo, Ley 26.197.-

²³ O la Provincia respectiva.-

o impedir los trabajos autorizados, siempre que el concesionario afiance satisfactoriamente los eventuales perjuicios. (art. 66).-

El mismo derecho será acordado a los permisionarios y concesionarios cuyas áreas se encuentren cubiertas por las aguas de mares, ríos, lagos o lagunas, con respecto a los terrenos costeros colindantes con dichas áreas o de la costa más cercana a éstas, para el establecimiento de muelles, almacenes, oficinas, vías de comunicación y transporte y demás instalaciones necesarias para la buena ejecución de los trabajos (art. 67).-

La importación de materiales, equipos, maquinarias y demás elementos necesarios para el desarrollo de las actividades regladas en esta ley, se sujetará a las normas que dicte la autoridad competente, las que asegurarán el mismo tratamiento a las empresas estatales y privadas (art. 68).-

Constituyen *obligaciones* de permisionarios y concesionarios, sin perjuicio de las establecidas en el Título II:

- a) Realizar todos aquellos trabajos que por aplicación de esta ley les corresponda, observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes;
- b) Adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos, dando cuenta inmediata a la Autoridad de Aplicación de cualquier novedad al respecto;
- c) Evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos; si la pérdida obedeciera a culpa o negligencia, el permisionario o concesionario responderá por los daños causados al Estado o a terceros;
- d) Adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar siniestros de todo tipo, dando cuenta a la Autoridad de Aplicación de los que ocurrieren;
- e) Adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación;
- f) Cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables (art. 69).-

Los permisionarios y concesionarios suministrarán a la Autoridad de Aplicación en la forma y oportunidad que ésta determine, la información primaria referente a sus trabajos y, asimismo, la demás necesaria para que cumpla las funciones que le asigna la presente ley (art. 70).-

Quienes efectúen trabajos regulados por esta ley contemplarán preferentemente el empleo de ciudadanos argentinos en todos los niveles de la actividad, incluso el directivo y en especial de los residentes en la región donde se desarrollen dichos trabajos. La proporción de ciudadanos nacionales referida al total del personal empleado por cada permisionario o concesionario, no podrá en ningún caso ser inferior al 75%, la que deberá alcanzarse en los plazos que fije la reglamentación o los pliegos. Igualmente capacitarán al personal bajo su dependencia en las técnicas específicas de cada una de sus actividades (art. 71).-

Cesiones:

El Título IV de la ley prevé que los permisos y concesiones acordados en virtud de la ley pueden ser cedidos, previa autorización del Poder Ejecutivo, en favor de quienes reúnan y cumplan las condiciones y requisitos exigidos para ser permisionarios o concesionarios, según corresponda. La solicitud de cesión será presentada ante la Autoridad de Aplicación, acompañada de la minuta de Escritura Pública (art. 72).-

Los concesionarios de explotación podrán contratar préstamos bajo la condición de que el incumplimiento de tales contratos por parte de ellos, importará la cesión de pleno derecho de la concesión en favor del acreedor. Dichos contratos se someterán a la previa aprobación del Poder Ejecutivo, la que sólo será acordada en caso de garantizarse satisfactoriamente el cumplimiento de las condiciones exigidas en el artículo 72 (art. 73).-

Los escribanos públicos no autorizarán ninguna escritura de cesión sin exigir del cedente una constancia escrita de la Autoridad de Aplicación, acreditando que no se adeudan tributos de ninguna clase por el derecho que se pretende ceder. Tal constancia y el decreto que la autorice en copia auténtica, quedarán incorporados en el respectivo protocolo (art. 74).-

Inspección y Fiscalización

La Autoridad de Aplicación fiscalizará el ejercicio de las actividades a que se refiere el artículo 2 de la ley, a fin de asegurar la observancia de las normas legales y reglamentarias correspondientes. Tendrá acceso, asimismo, a la contabilidad de los permisionarios o concesionarios (art. 75).-

Las facultades acordadas no obstan al ejercicio de las atribuciones conferidas al Estado por otras leyes, con cualquier objetivo de gobierno, cuyo cumplimiento también autorice inspecciones o controles oficiales (art. 76)

Los permisionarios y concesionarios facilitarán en la forma más amplia el ejercicio por parte de los funcionarios competentes de las tareas de inspección y fiscalización (art. 77).-

Para el ejercicio de sus funciones de inspección y fiscalización, la Autoridad de Aplicación podrá hacer uso de los medios que a tal fin considere necesarios (art. 78).-

Nulidad, Caducidad y extinción de los permisos y concesiones

Son absolutamente *nulos*:

- a) Los permisos o concesiones otorgados a personas impedidas, excluidas o incapaces para adquirirlos, conforme a las disposiciones de la ley;
- b) Las cesiones de permisos o concesiones realizadas en favor de las personas aludidas en el inciso precedente;
- c) Los permisos y concesiones adquiridos de modo distinto al previsto en la ley;
- d) Los permisos y concesiones que se superpongan a otros otorgados con anterioridad o a zonas vedadas a la actividad petrolera, pero sólo respecto del área superpuesta (art. 79).-

Las concesiones o permisos *caducan*:

- a) Por falta de pago de una anualidad del canon respectivo, 3 meses después de vencido el plazo para abonarlo;

- b) Por falta de pago de las regalías, 3 meses después de vencido el plazo para abonarlas;
- c) Por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales;
- d) Por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la Autoridad de Aplicación o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos;
- e) Por no haberse dado cumplimiento a las obligaciones resultantes de los artículos 22º y 32º;
- f) Por haber caído su titular en estado legal de falencia, conforme con la resolución judicial ejecutoria que así lo declare;
- g) Por fallecimiento de la persona física o fin de la existencia de la persona jurídica titular del derecho, salvo acto expreso del Poder Ejecutivo manteniéndolo en cabeza de los sucesores, si éstos reunieran los requisitos exigidos para ser titulares;
- h) Por incumplimiento de la obligación de transportar hidrocarburos de terceros en las condiciones establecidas en el artículo 43º, o la reiterada infracción al régimen de tarifas aprobado para éstos transportes.

Previamente a la declaración de caducidad por las causales previstas en los incisos a), b), c), d), e) y h), la Autoridad de Aplicación intimará a los permisionarios y concesionarios para que subsanen dichas transgresiones en el plazo que fije (art. 80).-

Las concesiones y permisos se *extinguen*:

- a) Por el vencimiento de sus plazos.
- b) Por renuncia de su titular, la que podrá referirse a solamente una parte de la respectiva área, con reducción proporcional de las obligaciones a su cargo, siempre que resulte compatible con la finalidad del derecho (art. 81).-

La extinción por renuncia será precedida, inexcusablemente, de la cancelación por el titular de la concesión o permiso de todos los tributos impagos y demás deudas exigibles (art. 82).-

Comprobada la causal de nulidad o caducidad con el debido proceso legal, el Poder Ejecutivo dictará la pertinente resolución fundada (art. 83).-

Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 56, inciso c), apartado VIII, el cobro judicial de cualquier deuda o de las multas ejecutoriadas se hará por la vía de apremio, sirviendo de suficiente título a tal efecto la pertinente certificación de la Autoridad de Aplicación (art. 84).-

Anulado, caducado o extinguido un permiso o concesión revertirán al Estado las áreas respectivas con todas las mejoras, instalaciones, pozos y demás elementos que el titular de dicho permiso o concesión haya afectado al ejercicio de su respectiva actividad, en las condiciones establecidas en los artículos 37º y 41º (art. 85).

En las cláusulas particulares de los permisos y concesiones se podrá establecer, cuando el Poder Ejecutivo lo considere pertinente, la intervención de un tribunal arbitral para entender en cuanto se relacione con la declaración administrativa de caducidad o nulidad, efectuada por el Poder Ejecutivo según lo previsto en el artículo 83, en sus consecuencias patrimoniales.

Igual tratamiento podrá acordarse respecto de las divergencias que se planteen entre los interesados y la Autoridad de Aplicación sobre determinadas cuestiones técnicas, especificadas al efecto en cada permiso o concesión. El tribunal arbitral estará constituido por un árbitro designado por cada una de las partes y el tercero por acuerdo de ambos o, en su defecto, por el Presidente de la Corte Suprema de Justicia de la Nación (art. 86).-

Sanciones y Recursos

El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones emergentes de los permisos y concesiones que no configuren causal de caducidad ni sea reprimido de una manera distinta, será penado por la Autoridad de Aplicación con multas, de acuerdo con la gravedad e incidencia del incumplimiento de las actividades respectivas. Dentro de los diez días de pagada la multa, los permisionarios o concesionarios podrán promover su repetición ante el tribunal competente. (art. 87)

El incumplimiento de sus obligaciones por parte de los oferentes, permisionarios o concesionarios, facultará en todos los casos a la aplicación por la autoridad de apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50. Estas sanciones no enervarán otros permisos o concesiones de que fuera titular el causante (art. 88).

Con la declaración de nulidad o caducidad a que se refiere el artículo 83º se tendrá por satisfecho el requisito de la Ley 3.952 (modificada por la Ley 11.634 sobre Demandas contra el Estado Nacional) sobre denegación del derecho controvertido por parte del Poder Ejecutivo, y el interesado podrá optar entre la pertinente demanda judicial contra la Nación o la intervención, en su caso, del tribunal arbitral que menciona el artículo 86. La acción del interesado en uno u otro sentido prescribirá a los seis meses, contados desde la fecha en que se le haya notificado la resolución del Poder Ejecutivo (art. 89).

La Autoridad de Aplicación contará con representación directa en sede judicial en toda acción derivada de esta ley en que el Estado Nacional sea parte.

Empresas Estatales

Las zonas inicialmente reservadas para ser exploradas y explotadas por las empresas estatales se detallan en el Anexo Unico que forma parte de la ley (art. 91).

Las áreas reservadas a la exploración por parte de las empresas estatales estarán sometidas a las reducciones que establece el artículo 26º en los plazos fijados por el artículo 23º, los que se computarán, por vez primera, a partir de la fecha de vigencia de la ley. Esta norma no obstará a la aplicación del artículo 11º (art. 92).

A los fines señalados en los artículos 12º y 13º, las empresas estatales abonarán al Estado Nacional, en efectivo, el 12% del producido bruto en boca de pozo de los hidrocarburos que extraigan de los yacimientos ubicados en las áreas reservadas a dichas empresas, con la eventual reducción prevista en los artículos 59º y 62º (art. 93).

Las empresas estatales quedan sometidas en el ejercicio de sus actividades de exploración, explotación y transporte, a todos los requisitos, obligaciones, controles e inspecciones que disponga la Autoridad de Aplicación, gozando asimismo de los derechos atribuidos por esta ley a los permisionarios y concesionarios (art. 94).

De conformidad con lo que establece el artículo 11º, las empresas estatales quedan facultadas para convenir con personas jurídicas de derecho público o privado las vinculaciones contractuales más adecuadas para el eficiente desenvolvimiento de sus actividades, incluyendo la integración de sociedades.

El régimen fiscal establecido en el Título II, Sección 6ª, de la presente ley, no será aplicable a quienes suscriban con las empresas estatales contratos de locación de obras y servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, o con igual fin se asocien con ellas sin constituir personas jurídicas distintas de las de sus integrantes, los que quedarán sujetos, en cambio, a la legislación fiscal general que les fuere aplicable.

Toda sociedad integrada por una empresa estatal con personalidad jurídica distinta de la de sus integrantes, que desarrolle actividades de

exploración y explotación de hidrocarburos, estará sujeta al pago de los tributos previstos en el Título II, Sección 6ª de esta ley (art. 95).

Se entenderá por empresas estatales a Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado y aquellas que, con cualquier forma jurídica y bajo contralor permanente del Estado, las sucedan o reemplacen en el ejercicio de sus actuales actividades (art. 96).

Autoridad de Aplicación

La aplicación de la ley compete a la Secretaría de Estado de Energía y Minería o a los organismos que dentro de su ámbito se determinen, con las excepciones que determina el artículo siguiente (art. 97).-

De acuerdo al artículo 4º de la Ley N° 26.197, el Estado nacional, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las provincias, en su carácter de Autoridades Concedentes, determinarán, mediante los instrumentos que resulten necesarios y suficientes en cada jurisdicción, sus respectivas Autoridades de Aplicación, a las que se asignará la totalidad de lo recaudado en concepto de cánones de exploración y explotación, aranceles, multas y tasas.

Conforme al artículo 98 de la Ley 17.319, compete al Poder Ejecutivo Nacional²⁴, en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias:

- a) Determinar las zonas del país en las cuales interese promover las actividades regidas por la ley.
- b) Otorgar permisos y concesiones, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones.
- c) Estipular soluciones arbitrales y designar árbitros.
- d) Anular concursos.
- e) Asignar y modificar las áreas reservadas a las empresas estatales.
- f) Determinar las zonas vedadas al reconocimiento superficial.

- g) Aprobar la constitución de sociedades y otros contratos celebrados por las empresas estatales con terceros a los fines de la explotación de las zonas que la ley reserva a su favor.
- h) Fijar las compensaciones reconocidas a los propietarios superficiarios.
- i) Declarar la caducidad o nulidad de permisos y concesiones. (art. 98)

Los fondos que la Autoridad de Aplicación recaude por aplicación de la ley en concepto de regalías, cánones, sumas comprometidas y no invertidas, multas y otros pagos o contribuciones vinculados con la obtención de permisos y concesiones, serán destinados por dicha autoridad en forma directa a solventar los gastos derivados del ejercicio de las funciones que se le atribuyen y a la promoción de actividades mineras, incluidas las vinculadas con hidrocarburos, sin perjuicio de los recursos que presupuestariamente se le asignen.

En cuanto corresponda, los ingresos derivados de las regalías serán aplicados al destino fijado en los artículos 12º y 13º (art. 99).

Normas Complementarias

Los permisionarios y concesionarios deberán indemnizar a los propietarios superficiarios de los perjuicios que se causen a los fondos afectados por las actividades de aquéllos. Los interesados podrán demandar judicialmente la fijación de los respectivos importes o aceptar —de común acuerdo y en forma optativa y excluyente— los que hubiere determinado o determinare el Poder Ejecutivo con carácter zonal y sin necesidad de prueba alguna por parte de dichos propietarios (art. 100).

Se faculta al Poder Ejecutivo para efectuar concursos con la participación exclusiva de empresas de capital predominantemente argentino, conforme a la reglamentación que se dicte. Asimismo podrá establecer normas y franquicias, incluso impositivas que promueven la participación de dichas empresas en la actividad petrolera del país (art. 101).

²⁴ O Provincial.-

Disposiciones Nacionales sobre la Autoridad de Aplicación:

Decreto Nacional N° 2.233/84 – Poder de Policía de la Secretaría de Energía:

A través de esta norma, reglamentando los artículos 75, 76, 77, 78 y 97 de la Ley N°17.319, se faculta a la Secretaría de Energía de la Nación a ejercitar el poder de policía que le acuerda la ley en su carácter de autoridad de aplicación por intermedio de YPF S.E., Gas del Estado S.E., Petroquímica General Mosconi S.A.I.C. y YFC E.E., en sus áreas específicas de acción.-

Asimismo, determina que la Secretaría de Energía en su carácter de organismo de aplicación de la Ley N° 17.319, delimitará las áreas de actuación e impartirá las instrucciones que sean necesarias para el cumplimiento de los fines del decreto, sin perjuicio de reservarse la intervención conjunta, alternativa o aún exclusiva, si las circunstancias así lo requiriesen.-

Esta norma responde a las circunstancias de su dictado, tal es así que en su motivación se menciona que en la actualidad la Secretaría de Energía carece de infraestructura adecuada para realizar satisfactoriamente tal cometido y que existen sociedades que pertenecen al Estado Nacional o en donde éste puede ejercer mayoritariamente la voluntad societaria que poseen estructuras técnicas y administrativas adecuadas, como así también especializadas en su campo específico de actuación que les permite encarar el ejercicio de tales facultades.-

Resolución 29/91

En el marco específico del ejercicio del poder de policía sobre las actividades vinculadas a la explotación de hidrocarburos, la Subsecretaría de Combustibles (organismo competente en ese momento) dicta el 21 de agosto de 1.991 la Resolución 29 la cual, según se puede leer en sus considerandos, se encuentra motivada en la necesidad de un adecuado contralor sobre los volúmenes de petróleo y gas que se produzcan en los yacimientos sitios en los territorios de los Estados provinciales. La cantidad de yacimientos en explotación o a explotarse, impiden, por insuficiencia de medios operativos, una adecuada verificación por parte de la Autoridad de Aplicación, de los volúmenes de petróleo y gas que se produzcan, como así los demás datos necesarios para determinar la producción computable y su respectiva valorización.-

Para poder llevar a cabo un adecuado cumplimiento en el ejercicio de las atribuciones propias de Autoridad de Aplicación, en especial las de inspección y fiscalización, de acuerdo al Título V de la Ley de Hidrocarburos, se hacía necesario contar con mecanismo efectivos de verificación sobre las actividades y empresas que operan en el sector. Para ello se tornaba necesario contar con la asistencia de las provincias en las cuales se realiza la actividad

petrolera, a través de una adecuada participación en el proceso de verificación, dentro de un marco flexible que asegure la agilidad y efectividad del sistema. -

Por todas estas razones, se resolvió requerir la participación de las provincias en cuyos territorios se exploten o vayan a explotarse yacimientos de hidrocarburos por parte de la empresa estatal y concesionarios, para realizar el control técnico – operativo de la producción de petróleo y gas. A esos fines, se previó que las provincias acordarían con la Subsecretaría la metodología a seguir, para la realización de las tareas que figuraban en el anexo a la resolución. -

Al momento de la firma del respectivo convenio la provincia debía acreditar que poseía la infraestructura administrativa y técnica adecuada que le permitan ejercer las funciones que por la resolución se le asignaban. -

En el Anexo I de la Resolución 29/91 se desarrollan las tareas de inspección y fiscalización que se ejercerían por intermedio de los organismos provinciales, a saber:

- a) Medición de la producción de petróleo crudo y gas natural a los efectos de determinar la producción computable para el cálculo de regalías,
- b) Puntos de medición a los mismos fines
- c) Venteo de gas natural por parte de las empresas explotadoras (*téngase en cuenta que por Resolución 143/98 se aprobaron las Normas y Procedimientos para el Aventamiento de Gas, las cuales deberán ser tenidas en cuenta por las provincias en el ejercicio de esta función*)
- d) Derrames de petróleo, a fin de minimizar los daños ecológicos
- e) Derrames de aguas de formación a tierra, ríos y/o mar, a los mismos fines
- f) Calidad de petróleo producido (gravedad) y del gas natural (poder calórico) a los efectos del cálculo de regalías
- g) Cantidad de pozos totales y pozos en producción por yacimiento
- h) Abandono de pozos (*En el año 1.996, por medio de la Resolución 5 se aprobaron las Normas y Procedimientos para el Abandono de Pozos de Hidrocarburos, las cuales deberán ser tenidas en cuenta por los estados provinciales, verificando el efectivo cumplimiento de las mismas por parte de las operadoras de los yacimientos*). -

En el marco de esta Resolución se desarrolló un modelo tipo de Convenio de Contralor Técnico – Operativo de la Producción de Hidrocarburos, que luego sería suscripto con las distintas provincias productoras de hidrocarburos, en el cual se desarrollaban las tareas delegadas en la Resolución. -

Ley 24.041. Su veto:

En el mismo año de dictado de la Resolución 29, el Poder Legislativo Nacional sancionó la Ley 24.041 del 27 de noviembre, en la cual se agregaba como segundo párrafo del artículo 97 de la Ley 17.319, el siguiente texto: *“Las provincias en cuyo territorio se encuentren yacimientos de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos quedan facultadas para realizar el control de la producción y ejercicio del poder de policía, como así también para verificar las consecuencias que las actividades hidrocarburíferas puedan producir sobre los fundos superficiarios, el medio ambiente y los ecosistemas. Sin perjuicio de estas facultades las provincias acordarán con la Nación a los efectos de evitar la superposición de competencias en materias derivadas de sus respectivas jurisdicciones”*.-

Esta ley fue vetada por el Decreto Nacional 2.700/91, en el cual se observó el Proyecto de Ley registrado bajo el N° 24.041, en virtud de que el Poder Ejecutivo consideró que el eventual ejercicio del poder de policía por parte de las provincias ocasionaría el dictado de normas provinciales que entrarían en colisión con la legislación nacional vigente, lo cual ocasionaría conflictos que interferirían seriamente con el propósito de utilidad nacional de los yacimientos de hidrocarburos.-

Decreto 27/03 – Anexo II (Sustituido por art. 2 Decreto 1824/04)

Dentro de los objetivos correspondientes a la Secretaría de Energía de la Nación el Anexo II de este Decreto enumera:

- 1.- Entender en la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía, con un amplio criterio de coordinación federal con las jurisdicciones provinciales, supervisando su cumplimiento y proponiendo el marco regulatorio destinado a facilitar su ejecución.
- 2.- Estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica, hidrocarburos y otros combustibles, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.
- 3.- Atender, cuando corresponda, los recursos de carácter administrativo que se interpongan contra las resoluciones emanadas del órgano superior de los entes descentralizados de su jurisdicción, con motivo de sus actividades específicas.
- 4.- Conducir las acciones tendientes a aplicar la política sectorial orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.
- 5.- Intervenir en los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y supervisar los mismos, coordinando las negociaciones con los organismos crediticios internacionales.

- 6.- Efectuar la propuesta y control de la ejecución de la política nacional de hidrocarburos y otros combustibles, en lo que hace a la promoción y regulación de sus etapas de exploración, explotación, transporte y distribución, en coordinación con las demás áreas competentes.
- 7.- Estudiar y analizar el comportamiento del mercado desregulado de hidrocarburos, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.
- 8.- Promover y supervisar la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y la preservación del ambiente en todas las etapas de la industria petrolera.
- 9.- Intervenir en el control respecto de aquellos entes u organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados, cuando éstos tengan una vinculación funcional con la Secretaría, y, en la supervisión del cumplimiento de los marcos regulatorios correspondientes.
- 10.- Participar en el ámbito de su competencia en todo lo atinente al Fondo Fiduciario Federal de Infraestructura Regional creado por la Ley N° 24.855.

A su vez, para la Subsecretaría de Combustibles se asignan los siguientes objetivos:

- 1.- Asistir en la propuesta y control de la ejecución de la política nacional de hidrocarburos y otros combustibles, en lo que hace a la promoción y regulación de sus etapas de exploración, explotación, transporte y distribución, en coordinación con las demás áreas competentes.
- 2.- Asistir en el estudio y análisis del comportamiento del mercado desregulado de hidrocarburos, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.
- 3.- Asistir en la aprobación de los pliegos de bases y condiciones para llamados a concurso y/o licitaciones, así como también entender en los procesos licitatorios o contrataciones directas que se efectúen con motivo de las acciones vinculadas al área de su competencia, hasta su finalización.
- 4.- Asistir en la promoción y supervisión de la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y la preservación del ambiente en todas las etapas de la industria petrolera y ejecutar las demás acciones de control y fiscalización, previstas para la Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y el Decreto N° 44 de fecha 7 de enero de 1991 y ejercer el poder de policía en materia de gas envasado.
- 5.- Asistir en el contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.
- 6.- Asistir en la resolución de los recursos de carácter administrativo que se interpongan en contra del accionar de las actividades específicas de los Entes Reguladores, cuando éstos tengan una vinculación funcional con el área.

7.- Conducir, en el ámbito de su competencia, las acciones tendientes a aplicar la política sectorial orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

8.- Asistir, en el ámbito de su competencia, en los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y supervisar los mismos, coordinando las negociaciones con los organismos crediticios internacionales.

Identificación de Pozos Petroleros:

En virtud de la necesidad de establecer normas de clasificación y nomenclatura de pozos petroleros a que deberán ajustarse los permisionarios, concesionarios y empresas estatales se dicta la **Resolución SE N° 59/69** aprobando las normas de nomenclatura y clasificación de pozos.

Los pozos de exploración son clasificados en pozos de estudio, exploratorio y de extensión. A su vez los pozos de exploración en zonas en explotación se clasifican en pozos exploratorios profundos y de acuerdo al resultado obtenido en pozo profundo descubridor o pozo profundo estéril.-

Los pozos de desarrollo dentro de las áreas reservadas a la explotación se clasifican en: pozo de avanzada productivo, pozo de avanzada estéril o pozo descubridor, si se hubiesen descubierto hidrocarburos de un nuevo yacimiento.-

Los pozos de explotación que tienen por objeto la extracción de hidrocarburos de un yacimiento se clasifican en pozo de explotación productivo o pozo de explotación estéril.-

A su vez los pozos de servicio se clasifican en pozos de agua, pozos de inyección de agua, gas y otros fluidos, debiéndose completar su designación con: en área de exploración o en área de explotación.-

Con respecto a la nomenclatura de los pozos petroleros se dividen en los pozos de áreas terrestres y en áreas marítimas.-

Con respecto a los primeros se individualizarán con una sigla integrada por los siguientes elementos separados entre sí por un punto: abreviatura o sigla de la permisionaria, concesionario o empresa estatal (por ejemplo YPF) y la abreviatura de la provincia en la que se encuentre ubicado el pozo (LP, por ejemplo, para la provincia de La Pampa). Separado por un guión se adicionará el número arábigo correlativo que corresponda al pozo.

En las áreas marítimas los pozos que se perforan en el mar se individualizarán de la misma forma que las áreas terrestres, sustituyéndose la abreviatura de la provincia en que se encuentre el pozo por la sigla integrada con los siguientes elementos separados entre sí por una barra: abreviatura de la zona del concurso, la que será determinada, en cada caso, por la

Dirección Nacional de Hidrocarburos y el número romano correspondiente al área del permiso de exploración.-

Restitución de áreas de exploración:

De acuerdo al artículo 26 de la Ley N° 17.319, al fenecer cada uno de los períodos primero y segundo del plazo básico de un permiso de exploración, el permisionario reducirá su área, como mínimo, al cincuenta por ciento de la superficie remanente del permiso al concluir el respectivo período. El área remanente será igual a la original menos las superficies restituidas con anterioridad o transformadas en lotes de una concesión de explotación. Al término del plazo básico el permisionario restituirá el total del área remanente, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al cincuenta por ciento del área remanente antes del fenecimiento del último período de dicho plazo básico.-

Ante la necesidad de dictar las normas técnicas con relación a la forma en que los titulares de permisos de exploración deben cumplir la obligación de restituir al Estado las porciones de áreas que fija el artículo comentado, se dictó la **Resolución SE 501/69** aprobando las normas que regulan la restitución de áreas de exploración.-

La superficie a restituir puede ser continua o estar integrada por parcelas separadas. La superficie mínima de cada una de éstas será de un diez por ciento de la superficie original o, en su caso, de la remanente.

Las parcelas a restituir ajustarán su forma a cualquier figura geométrica de ángulos y lados rectos, debiendo estos últimos estar orientados de norte a sur y de este a oeste.

Al término de cada uno de los períodos o de los menores plazos en que deban efectuarse las restituciones de conformidad a los términos del permiso, los permisionarios elevarán a consideración de la autoridad de aplicación con sujeción a las normas para deslinde y mensura:

- Croquis de la superficie original o remanente del permiso, según se trate de la primera o ulteriores restituciones, incluyendo las áreas que son materia de restitución.
- Planillas con las coordenadas planas de los puntos esquineros de la superficie resultante, excluidas las áreas restituidas.
- Planilla de cálculo de la superficie indicada en el punto anterior.
- El permisionario que a la fecha en que deba efectuar una restitución se encuentre gestionando una concesión de explotación o la incorporación de un nuevo lote a la concesión ya otorgada, tendrá derecho de deducir preventivamente la superficie total del área sujeta a restitución, la correspondiente al lote o lotes en gestión, sin perjuicio de efectuar los reajustes que correspondan, en el caso de serle en definitiva denegada la concesión o ampliación en trámite.-

Abandono de Pozos:

A fin de adoptar las normas racionales y eficientes técnicas que requiere la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos para el cuidado del medio ambiente en el que se desarrolla la actividad, a través de la **Resolución N° 5/96** de la Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones se aprobaron las normas y procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos que deberán ser cumplimentadas por los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación.

Se establecen dos tipos de abandono de pozos de hidrocarburos (líquidos y/o gaseosos o estériles): el temporario y el definitivo, correspondiendo al concesionario de explotación y/o permisionario de exploración, en base a razones técnicas, comerciales y/u operativas, determinar el tipo de abandono a efectuar.

Un pozo, conforme a la Resolución, podrá ser abandonado en forma temporaria, cuando a juicio del concesionario de explotación o permisionario de exploración, existan razones fundamentadas, que hagan previsible su reutilización en el tiempo.

El abandono de pozos en ejidos urbanos, será siempre de carácter definitivo.

Cuatro años antes de expirar una concesión de explotación, o al momento de producirse la reversión total o parcial de un área de exploración, el concesionario o permisionario presentará, a la autoridad de aplicación, un estudio técnico-económico donde fundamente las razones por las cuales no resulta conveniente el abandono definitivo o temporario de cada uno de los pozos inactivos existentes en el área a entregar. En caso de existir objeciones de la autoridad de aplicación al estudio técnico-económico presentado, sobre alguno o sobre todos los pozos, el concesionario o permisionario realizará el abandono temporario o definitivo de todos los pozos objetados antes de la devolución del área.

Las empresas concesionarias o permisionarias, responsables de los abandonos, podrán adoptar otras metodologías que pudieran adaptarse mejor técnica y económicamente a las características de cada pozo y/o zona, en la medida que éstas cumplan con los requerimientos respecto a normas de seguridad y protección del ambiente y no merezcan objeción de la autoridad de aplicación.

A los efectos previstos en la Resolución se categorizan los pozos en función de su ubicación en: pozos ubicados en ejidos urbanos, ubicados en zonas cultivadas o en zonas boscosas o cercanos a cursos o espejos de agua y pozos ubicados en otras zonas.-

A su vez, también se clasifican en función de su estado en: pozos activos, inactivos y abandonados.

En función de las categorías realizadas se establecen los plazos para el abandono de los pozos y la información que los permisionarios y concesionarios deberán presentar a la autoridad de aplicación en cada caso.-

Con la presentación del primer cronograma anual de actividades, cada concesionario o permisionario, a través del operador, remitirá a la autoridad de aplicación el listado de todos los pozos con abandono temporario o definitivo, que se encuentren dentro de su área de concesión o permiso de exploración.

El concesionario o permisionario, a través del operador, presentará el 31 de enero de cada año un informe final de las actividades llevadas a cabo durante el año calendario precedente, con el detalle de los trabajos efectuados, sigla de los pozos intervenidos, tipo de abandono realizado y esquema final de cada pozo.

Todas las actividades que demande el abandono temporario o definitivo de un pozo, serán controladas en todos sus aspectos, por un supervisor calificado y responsable de la empresa operadora, quien asegurará y certificará la calidad y corrección de las maniobras efectuadas así como también dejará constancia por escrito de cualquier aclaración o comentario que estime pertinente.

Toda la información original existente referente al pozo se deberá archivar en el legajo del mismo, que la empresa operadora deberá mantener en perfecto estado para su consulta, hasta la terminación del plazo de la concesión, momento en que dicha información deberá ser transferida a la autoridad de aplicación correspondiente.

La inspección "*in situ*" de los trabajos realizados, así como el avance de las obras programadas, podrá ser efectuada por personal de la autoridad de aplicación o de la autoridad provincial correspondiente.

La falta o ausencia del citado inspector, no afectará la programación y/o desarrollo de las actividades previstas de abandono de pozos, ni será motivo de revisión posterior de los trabajos efectuados, salvo que se presenten problemas posteriores al abandono.

El inspector verificará el cumplimiento de los programas y dejará constancia por escrito, de cualquier observación que estime pertinente, comunicándola a la autoridad de aplicación con copia a la empresa.

Culmina la Resolución estableciendo las técnicas recomendadas para el abandono de pozos, sea el mismo temporario o definitivo.

Capacidad Técnica y Financiera de Permisionarios y Concesionarios:

Conforme lo dispuesto por los artículos 5° y 72 de la Ley N° 17319, a través de los cuales se exige la solvencia financiera y la capacidad técnica para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado por parte de permisionarios y concesionarios y sus cesionarios,

la **Resolución N° 193/03** de la Secretaría de Energía estableció los requisitos en lo que respecta a solvencia patrimonial y financiera necesarios que deben reunir las empresas a efectos de lograr ser titulares de los derechos previstos en la Ley Nacional de Hidrocarburos.-

Para ser titular de permisos de exploración o concesiones de explotación o transporte de hidrocarburos, la empresa o asociación de empresas, deberá poseer como mínimo, al momento de presentar su oferta en un concurso público, un patrimonio neto no inferior a \$ 2.000.000 para áreas terrestres, y no inferior a \$ 20.000.000 para áreas costa afuera.

En los supuestos de cesión total de los derechos emergentes de un permiso de exploración, de una concesión de explotación y/o transporte de hidrocarburos, el futuro permisionario o concesionario deberá poseer al momento de solicitarse la autorización de la cesión un patrimonio neto no inferior a \$ 2.000.000 para áreas terrestres y no inferior a \$ 20.000.000 para áreas costa afuera.

En el supuesto de cesión parcial de los derechos emergentes de un permiso de exploración, de una concesión de explotación y/o de una concesión de transporte de hidrocarburos, la asociación de empresas resultante de computar dicha cesión parcial, que detente el cien por ciento de la titularidad del permiso o concesión, deberá poseer, al momento de solicitarse la autorización de la cesión, un patrimonio neto no inferior a \$ 2.000.000 para áreas terrestres y no inferior a \$ 20.000.000 para áreas costa afuera.

Asimismo, en todos los casos, la empresa o asociación de empresas titular del permiso o concesión deberá mantener dicho patrimonio neto, durante todo el período de vigencia del permiso o concesión, de lo contrario se aplicarán las sanciones dispuestas en el Título VII de la Ley N° 17.319.

Los requisitos mínimos establecidos en la Resolución, podrán ser parcialmente sustituidos hasta en un 70% por un respaldo financiero que, cuando sea otorgado por un tercero, éste debe contar con un patrimonio neto mínimo, equivalente al exigido para ser titular de un permiso de exploración o una concesión de explotación, poseer activos físicos económicos significativos, en el lugar donde se encuentre constituida la sociedad y poseer antecedentes empresarios satisfactorios.

Inversiones en Concesiones de Explotación:

Conforme lo dispuesto por el artículo 31 de la Ley N° 17.319 los concesionarios de explotación están obligados a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la

máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

En tal sentido, la Secretaría de Energía consideró conveniente, por razones de eficiencia administrativa, realizar una tarea coordinada entre distintas Direcciones Nacionales del ámbito de la Subsecretaría de Combustibles, que cuente, asimismo, con la asistencia de profesionales que se desempeñan como asesores de la mencionada Subsecretaría. A tal efecto y a fin de dar mayor organicidad a dicha tarea, se constituyó, a través de la **Resolución N° 708/04**, en el ámbito de la Subsecretaría de Combustibles, un grupo de trabajo con el cometido específico de efectuar el seguimiento y control de las mencionadas obligaciones.

Las personas que integran el Grupo de Trabajo creado por la Resolución, quedan facultadas para actuar en nombre de la Secretaría de Energía realizando inspecciones técnicas, verificaciones y/o auditorías contables.

Canon:

De acuerdo al artículo 57 de la Ley N° 17.319, el titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, tanto en los distintos períodos del plazo básico como en la prórroga del plazo otorgada.-

A su vez, por el artículo 58 de la ley, el concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área un canon cuyo monto ha sido actualizado en distintas oportunidades.-

Decreto N° 3036/68

De acuerdo a esta norma que reglamenta las disposiciones aplicables al pago del canon establecido en los arts. 57 y 58 de la ley 17319, éste será efectuado separadamente con relación a cada permiso de exploración o concesión de explotación, aunque concurren varios derechos en una misma persona.

Establecía en su artículo 2° que los titulares de permisos de exploración o concesión de explotación pagarán el canon por adelantado dentro de los 30 días iniciales de cada término anual, disposición que ha sido modificada como se verá más adelante.-

Cuando un período del permiso de exploración contenga una fracción de año, el importe del canon correspondiente a esa fracción se reducirá proporcionalmente y se pagará luego de las anualidades completas de dicho período. Igual criterio se seguirá respecto de la fracción de año que pudiere resultar en la concesión de explotación.

El incremento del canon generado por la incorporación de nuevos lotes a una concesión o por la ampliación de los existentes, que corresponda al tiempo que mediere entre

el acto administrativo que reconozca la modificación y el comienzo del término anual siguiente, se pagará dentro de los 30 días del acto administrativo aludido. En lo sucesivo, este incremento se sumará al canon que se pagaba y el importe total resultante se obrará en el plazo originalmente establecido para el cumplimiento de esa obligación, a que se refiere el artículo anterior.

No habrá lugar al reintegro parcial o total del canon, si dentro del plazo cubierto por aquél, se redujere la superficie del área de exploración o de los lotes de explotación o cesasen los derechos de permisionarios y concesionarios por cualquiera de las causas admitidas por ley 17319, salvo los casos previstos seguidamente.-

Si el área de un permiso de exploración se afectara total o parcialmente a una concesión de explotación, las sumas pagadas en concepto de canon de exploración, en proporción al tiempo que faltare para el fenecimiento del término anual y a la superficie del área transformada, serán imputadas al canon de explotación correspondiente.

El monto del canon será reajustado en relación a la superficie que resulte del deslinde o mensura del área. El importe resultante de este reajuste, que comprenderá el tiempo transcurrido desde la adjudicación del permiso o la concesión o el acto administrativo que reconozca la alteración en el área, se pagará dentro de los treinta días de la aprobación administrativa de dichas operaciones o, en su caso, se imputará al pago de la anualidad siguiente.

Para hacer efectivo el canon correspondiente al período de prórroga previsto en el art. 57 de la ley 17319, el titular del permiso pagará el importe del primer año dentro de los treinta días del comienzo de la prórroga. Dicha suma se calculará deduciendo al canon máximo vigente, el importe de las inversiones comprometidas para el primer año del período de prórroga, hasta la concurrencia del canon mínimo aplicable.

Las restantes anualidades del período se pagarán en los años siguientes en la misma época que la indicada para el pago inicial. El cálculo de la suma que corresponda, se realizará sobre las bases indicadas en el párrafo anterior, teniendo en cuenta el importe de las inversiones comprometidas para cada año y aplicando el aumento del cincuenta por ciento (50%) acumulativo a que se refiere el art. 57 de la ley 17319, hasta la concurrencia del canon mínimo vigente.

Al concluir cada año se reajustará el canon en relación a las inversiones computables efectivamente realizadas.

Los importes de las obligaciones vinculadas al canon, que no sean pagados en término, devengarán a favor del Estado, sin necesidad de interpelación alguna, un interés igual al que perciba el Banco de la Nación Argentina en sus operaciones de descuento, sin perjuicio de las demás consecuencias legales que pudieran corresponder.

Los plazos contenidos en la reglamentación aprobada por este Decreto se computarán a partir del día de la notificación del acto administrativo correspondiente o, en su caso, desde el día en que el permisionario acceda al segundo o tercer período, incluyéndose en dicho cómputo días hábiles e inhábiles.

Los permisionarios y concesionarios harán efectivo el pago del canon, mediante depósito en la cuenta bancaria que al efecto abrirá la autoridad de aplicación, debiendo presentar el comprobante de dicho depósito juntamente con una declaración jurada que contenga los elementos que determinan el importe abonado, dentro del plazo establecido en el artículo anterior.

Decreto N° 820/98:

A través de esta norma se instruye a la Secretaría de Energía de la Nación para que en su carácter de autoridad de aplicación de la ley de hidrocarburos dicte la reglamentación técnica para la aplicación del artículo 58 de la misma, con relación a las concesiones de explotación y exploración complementaria de hidrocarburos que recaen sobre las áreas secundarias, reconvertidas y de YPF S.A..-

En cumplimiento de lo dispuesto por la norma, la Secretaría de Energía dictó la **Resolución N° 588/98** a través de la cual aprobó un Acta Acuerdo celebrada con las cámaras empresariales del sector y las empresas concesionarias involucradas y en cuyo contenido se encontraba prevista la reglamentación técnica exigida por el Decreto N° 820/98.-

Decreto N° 1770/05:

A los efectos de actualizar las previsiones contenidas en el Decreto N°3036/68 y lograr un mejor control del cumplimiento en el pago del canon, el 29 de diciembre de 2.005 se dicta este Decreto a través del cual se establece que, a partir del Ejercicio correspondiente al año 2006, los cánones previstos en los Artículos 57 y 58 de la Ley N° 17.319, conforme han sido reglamentados por el Decreto N°820/98, serán abonados entre el 1º y el 31 de enero de cada año, con independencia de la fecha de comienzo de cada período del Permiso de Exploración y/o del plazo de cada Concesión de Explotación, derogando el primer párrafo del artículo 2º del Decreto N° 3036/98.-

En caso de otorgamiento de permisos de exploración, concesiones de explotación o de la ampliación de superficies, por la incorporación de nuevos lotes que se concreten con posterioridad al 31 de enero de cada año, el pago del canon se realizará dentro de los TREINTA (30) días de notificado o publicado en el Boletín Oficial el acto administrativo pertinente.

Cuando un período de un permiso de exploración contenga una fracción de año, el importe del canon correspondiente a esa fracción se abonará, también por adelantado, entre los días 1º y 31 de enero del último año calendario correspondiente a dicho período, debiendo

Los nuevos valores de canon hidrocarburífero entrarán en vigencia a partir de la publicación del decreto y serán de aplicación al Ejercicio correspondiente al año 2007, debiendo reliquidarse los valores abonados entre el 1º y el 31 de enero de 2007 y pagar la diferencia entre el anterior valor y el que por este medio se ha fijado, por el período que resta entre la fecha de publicación del decreto y el 31 de diciembre de 2007.

Para dar cumplimiento a lo precedentemente establecido los permisionarios y concesionarios tendrán un plazo de 20 días hábiles a ser contados desde la publicación del decreto.

Transporte de Hidrocarburos:

Decreto N° 44/91:

El sistema de transporte de hidrocarburos vigente al momento de sanción del **Decreto N° 44/91**, revestía características monopólicas, siendo operado mayoritariamente por YPF SA y Gas del Estado SE, siendo a su vez estas sociedades del estado propietarias de las instalaciones inherentes al sistema.-

Tal característica monopólica exigía garantizar los intereses y derechos de los usuarios del sistema de transporte, así como establecer un marco regulatorio y reglamentario de la actividad, incluyendo a los cargadores y transportadores.-

En virtud de ello, se reglamenta el transporte de hidrocarburos realizado por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio prestado por medio de instalaciones permanentes y fijas para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto.-

La Autoridad de Aplicación ejercerá la regulación administrativa y técnica, el control, fiscalización y verificación en materia de transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación pertinente y fija para el transporte, carga y despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.-

En función de ello, el artículo 7 del Decreto autoriza a la autoridad de aplicación a ejercer las siguientes facultades y funciones:

- a) Aplicar, interpretar y hacer cumplir las leyes, decretos y demás normas reglamentarias en materia de transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.
- b) Dictar los reglamentos y aprobar las normas técnicas de coordinación y complementación para el diseño, construcción, operación y abandono de oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos
- c) Proveer a la protección de la propiedad y el medio ambiente y a la seguridad pública y del personal del transportador en la construcción, operación y abandono de oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.
- d) Establecer las bases para el cálculo de tarifas y condiciones para la presentación del servicio de transporte.
- e) Aprobar las tarifas aplicables a los cargadores por los servicios de transportes de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.
- f) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas, discriminatorias y desiguales entre los transportadores y los cargadores.
- g) Controlar y fiscalizar la presentación de los servicios, para asegurar el mantenimiento de los mismos bajo las condiciones establecidas en el presente y asegurar el respeto a las modalidades, restricciones y limitaciones que se imponen por este Decreto y las reglamentaciones que se dicten en consecuencia.
- h) Controlar y aprobar las condiciones y especificaciones que establezcan los transportadores a los cargadores para la utilización del servicio
- i) Establecer las normas que permitan asegurar y controlar la calidad, operatividad y compatibilidad técnica de las instalaciones fijas y permanentes utilizadas para la prestación de los servicios.
- j) Resolver en instancia administrativa las denuncias y reclamos de los transportadores, cargadores u otras partes interesadas sobre materias de su competencia. A tal efecto, podrá celebrar audiencias públicas citando a las partes involucradas, tomar declaraciones a testigos y

reunir pruebas que considere necesarias o apropiadas para cumplir sus funciones, asegurando la consideración de todos los temas involucrados y el otorgamiento de oportunidad a las partes interesadas de exponer sus puntos de vista.

k) Asesorar al Poder Ejecutivo Nacional sobre condiciones, requisitos y procedimientos para el otorgamiento, prórroga y declaración de caducidad o nulidad de concesiones de transporte.

l) Investigar, otorgar, aprobar transferencias, prorrogar, renovar o revocar autorizaciones a personas físicas o jurídicas para la construcción y operación de oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte.

ll) Suspender temporariamente la operación de oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga y despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos, cuando con fundamento técnico suficiente considere que existe un peligro inminente para personas, bienes o el medio ambiente.

m) Cuando con fundamento técnico suficiente considere que existe un peligro inminente para personas, bienes o el medio ambiente o que el sistema, instalación u operación no ofrece seguridad, ordenará la reparación, reconstrucción ó alteración de oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga y despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.

n) Recibir y administrar las instalaciones permanentes y fijas que pasen al dominio del Estado Nacional por vencimiento del plazo por el cual se otorgó una concesión de transporte y disponer su ulterior destino.

o) Requerir a los prestadores de servicios, la información necesaria para mantener datos actualizados y estadística sobre el estado, planes y trabajos de mantenimiento y reparación, valuación y capacidades de las instalaciones y equipos del personal utilizado y de los hidrocarburos transportados, almacenados, cargados y despachados, captados, comprimidos, acondicionados y tratados. Dicha información, datos y estadísticas será publicada periódicamente por la Autoridad de Aplicación.

p) Dictar los reglamentos y procedimientos internos necesarios para el ejercicio de sus funciones.

q) Participar en la elaboración y negociación de tratados, acuerdos o convenios internacionales sobre transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos y poliductos, asesorando al órgano oficial que ejerza la representación nacional.

Resolución N° 173/97:

A través de esta Resolución se delegó en la Subsecretaría de Combustibles las funciones y facultades que emanan de los incisos b), c) y m) del artículo 7° del Decreto N° 44/91.-

Disposición N° 19/04:

En cumplimiento de la delegación de facultades dispuesta por la Resolución anterior, la Subsecretaría de Combustibles estableció la obligación de los concesionarios de explotación de presentar un plan de trabajo anual de nuevos gasoductos.-

A esos efectos, las empresas operadoras de concesiones de explotación de hidrocarburos deberán presentar al 31 de diciembre de cada año un Plan de Trabajo Anual de los nuevos oleoductos, gasoductos, poliductos e instalaciones complementarias a construir el año siguiente, que no revistan el carácter de concesiones de transporte. La Subsecretaría de Combustibles en base a dicho plan y a criterios de sensibilidad y riesgo ambiental podrá requerir al operador un Estudio Ambiental previo al tendido de alguna de estas facilidades. Para aquellos oleoductos, gasoductos, poliductos e instalaciones complementarias para las cuales no sea requerido este estudio, el operador deberá informar en el Monitoreo Anual de Obras y Tareas, según Resolución SE N° 252/93, las medidas que ha tomado para proteger el ambiente en las operaciones asociadas a la nueva instalación. Sin perjuicio de ello los operadores deberán informar de la construcción de alguna de dichas facilidades no contempladas en el Plan Anual presentado y la Subsecretaría de Combustibles podrá requerir la elaboración de un Estudio Ambiental en base a la evaluación de su sensibilidad y riesgo ambiental.

En el supuesto de los estudios ambientales previos generados como consecuencia de lo establecido en el artículo 1° de la Disposición deberán regirse, en el caso de oleoductos, poliductos y sus instalaciones complementarias, por los contenidos definidos en la **Disposición SSC N° 56/97**²⁵.-

²⁵ Esta Disposición fue reemplazada y derogada por la Disposición SSC N° 123/06 a través de la cual se Aprueban Normas de Protección Ambiental para los Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Oleoductos, Poliductos, Terminales Marítimas e Instalaciones Complementarias.-

Los estudios ambientales previos generados como consecuencia de lo establecido en el artículo 1° de la Disposición deberán regirse, en el caso de gasoductos y sus instalaciones complementarias, por la normativa ambiental establecida por el ENARGAS²⁶.

Decreto N° 151/04:

A través de la **Ley N° 25137** se aprobó el “Protocolo de 1992 que enmienda el Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil Nacida de Daños debidos a Contaminación por Hidrocarburos, 1969” y el “Protocolo de 1992 que enmienda el Convenio Internacional sobre la Constitución de un Fondo Internacional de Indemnización de Daños debidos a Contaminación por Hidrocarburos, 1971”.-

Los protocolos aprobados por la ley citada crean un régimen internacional de responsabilidad por los daños ocasionados por la contaminación con hidrocarburos, que conforme a nuestras normas constitucionales se integra al orden jurídico argentino y la adhesión de nuestro país implicó el cumplimiento de diversas obligaciones cuya estricta observancia era necesario asegurar con el objeto de no comprometer la responsabilidad del Estado nacional.

Por ello, a través de este Decreto 151/04, se previó que la Secretaría de Transporte del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios emita un certificado en el que conste que los propietarios de buques matriculados en la República Argentina, destinados al transporte de hidrocarburos a granel como carga, con capacidad para transportar más de dos mil toneladas, poseen un seguro u otra garantía financiera, conforme a la forma y disposiciones del Convenio de Responsabilidad Civil nacida de Daños debidos a Contaminación por Hidrocarburos, 1969, enmendado por el Protocolo de 1992.-

Por la Secretaría de Energía se prevé la elaboración de listas de personas que en el territorio de la República reciban hidrocarburos sujetos a contribución en cantidades tales que deban pagar contribuciones al Fondo Internacional de Indemnización de Daños debidos a Contaminación por Hidrocarburos, 1992 y se notificará en forma al director del citado Fondo del nombre y domicilio de dichas personas, así como de las cantidades de hidrocarburos sujetos a contribución recibidos por las mismas en el año corriente y en el año anterior.

Toda persona física o jurídica que en el territorio de la República reciba hidrocarburos sujetos a contribución en las cantidades mínimas anuales estipuladas en el “Convenio Internacional sobre la Constitución de un Fondo Internacional de Indemnización de Daños debidos a Contaminación por Hidrocarburos”, en su forma enmendada por el Protocolo de 1992, deberá informar debidamente de tal circunstancia y de las cantidades recibidas a la Secretaría de Energía.-

²⁶ Dichas normas se encuentran previstas por la Resolución N° 3.587/06 del ENARGAS a través de la cual se Aprueban las Normas Argentinas Mínimas para la Protección Ambiental en el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías “NAG 153”

Tareas de Mensura y Deslinde:

Decreto N° 8546/68:

Conforme a los artículos 20 y 33 de la Ley Nacional de Hidrocarburos, los concesionarios y permisionarios deben realizar las tareas de mensura y deslinde.-

Por ello, a través de este Decreto se aprobó la reglamentación aplicable a las tareas de mensura y deslinde.-

A esos efectos se estableció que los trabajos de deslinde o mensura deben ser realizados por profesionales inscriptos en la matrícula del Consejo correspondiente y aprobados por la autoridad de aplicación.

El deslinde de las áreas afectadas a permisos de exploración se practicará dentro de los ciento ochenta (180) días de su adjudicación. Cualquier modificación en las dimensiones del área del permiso o en las de la concesión de explotación resultante, obliga a permisionarios y concesionarios a realizar las respectivas diligencias de deslinde o mensura, dentro de los 180 días de ocurrida dicha modificación.

Antes del vencimiento del plazo estipulado para la realización de los trabajos de deslinde o mensura, deberán presentarse las planillas de cálculos, planos, monografías de mojones, la diligencia de mensura -cuando ésta deba practicarse- y toda otra documentación que determinen las normas que dicte la autoridad de aplicación.

Cuando el área del permiso o concesión comprenda superficies terrestres y marítimas, se aplicarán las disposiciones que establece el Decreto para los trabajos terrestres o marítimos según la ubicación de cada uno de los puntos que se pretenda determinar.

Resolución N° 309/93:

A través de esta Resolución se aprueban los métodos para la realización de los trabajos de deslinde y mensura que deben realizar los concesionarios de áreas de explotación y permisionarios de áreas de exploración de acuerdo a lo establecido en los arts. 20 y 33 de la ley 17319, que se detallan en el Anexo I de la resolución.

Los concesionarios de áreas de explotación deberán presentar ante la Secretaría de Energía, las coordenadas de los lotes de explotación incluidos en las áreas de sus respectivas concesiones.

Los concesionarios de explotación deberán informar a la Secretaría de Energía, todas las modificaciones en los límites de los lotes de explotación que surjan por el mejor conocimiento de las trampas productivas.

En el Anexo respectivo se definen como tareas de deslinde los trabajos necesarios para poder definir en cualquier momento los límites del permiso o concesión.

A su vez, se definen como tareas de mensura la medición de límites existentes en el terreno. Esta definición es aplicable cuando el área es determinada por hechos físicos en el terreno.

El permisionario o concesionario deberá entregar dos informes:

- a) Informe con la documentación necesaria para la protocolización.
- b) Informe con los trabajos de deslinde o mensura.

En los casos que exista deslinde o mensura anterior aprobada, el permisionario o concesionario deberá presentar, además del informe para la protocolización, una copia del trabajo anterior, con un informe de un agrimensor matriculado que certifique que corresponde a la misma área.

Cuando las coordenadas que definen un permiso o concesión no estén acompañadas del sistema en el cual están expresadas las mismas, los permisionarios y concesionarios deberán estudiar en qué sistema o sistemas están expresadas las coordenadas de las áreas linderas e informar por escrito a la Secretaría de Energía, a los fines prescritos por el Decreto 8546/1968.

A los efectos de definir la ubicación en el terreno de un permiso o concesión y su relación con permisos o concesiones linderas, el decreto deberá ser estudiado por un agrimensor debidamente matriculado, quien certificará que el área adjudicada no se superpone con ningún permiso ni concesión anterior o lindero (apartado 6).

Para cumplimentar con la documentación que la Secretaría de Energía remitirá al escribano general de Gobierno, el permisionario o concesionario deberá presentar la siguiente documentación, debidamente certificada por el agrimensor responsable de las tareas:

- a) Listado de coordenadas definitivas del permiso o concesión y sus titulares. En caso de existir, deben listarse las coordenadas de los lotes de explotación.
- b) Certificado de estudio del decreto de adjudicación de acuerdo con el apartado 6.-
- c) Plano del permiso o concesión en el cual deben figurar las restricciones por derecho de los superficiarios, áreas que pagan canon, tipo de canon que paga cada parte del permiso o concesión, los linderos y cualquier otra restricción que surja de derechos adquiridos con anterioridad.

Las coordenadas deberán expresarse en coordenadas geodésicas (geográficas) y planas en la proyección *Gauss-Krüger* indicando el elipsoide asociado a las mismas.

El permisionario o concesionario comunicará a la Secretaría de Energía toda modificación en la superficie o límites del área del permiso, concesión o lote de explotación, a efectos de que se deje constancia al margen de la escritura original del correspondiente derecho.

La presentación de los informes debe realizarse de acuerdo con el Decreto 8546/1968, deberá formalizarse dentro del plazo previsto en su art. 3, el que se computará desde la fecha de notificación del decreto que adjudique el permiso o la concesión, o en su caso, desde la fecha del acto administrativo que reconozca la modificación resultante de la misma. Dicha presentación será firmada por el profesional interviniente y contendrá:

a) Informe con la documentación necesaria para la protocolización.

b) Informe con los trabajos de deslinde o mensura que contendrá: b.1) Individualización del permiso o concesión y sus titulares, b.2) Nombre y matrícula del profesional, b.3) Constancia fehaciente de haberse practicado las notificaciones a empresas que realicen actividades mineras previstas en la Ley N° 17.319 en áreas colindantes, b.4) Acta de iniciación del trabajo, b.5) Actas que se labren durante el procedimiento de ejecución del trabajo en virtud de negativas, protestas, reclamaciones, convenios o disconformidades de los interesados. Estas actas deberán ser firmadas en todos los casos por el profesional, los interesados presentes y dos testigos, b.6) Acta de terminación del trabajo, b.7) Memoria de cálculo, b.8) Planilla de coordenadas planas y geográficas, b.9) Planilla de cálculo de superficie, b.10) Monografía de los mojones (esquineros, testigos o puntos de la red de acuerdo a la opción de deslinde elegida), b.11) Plano del área del permiso de exploración o de la concesión de explotación y b.12) Minuta o resumen de la diligencia presentada, conteniendo en forma esquemática fecha y lugar de iniciación y terminación de las tareas, naturaleza de las oposiciones formuladas y nombre de los impugnantes.-

Remisión de Información y Documentación Técnica:

Resolución N° 319/93:

A través de la **Resolución N° 83/70** se aprobaron las Normas sobre Programas, Información y Documentación Técnica correspondiente a tareas de exploración.-

Dicha resolución fue derogada y reemplazada por la Resolución N° 319/93, la cual deja sin efecto todo otro procedimiento relativo a la remisión sistemática y periódica de documentación e información técnica a la Secretaría de Energía por parte de los sujetos descriptos en el art. 1 de la Resolución, con excepción de la **Resolución S.E. N° 155/92**, cuyo texto será analizado más adelante.-

De acuerdo al artículo 1° mencionado se aprobaron las normas y procedimientos para la remisión de información estadística, datos primarios y documentación técnica a la Secretaría de Energía, a las que deberán ajustarse las empresas y/o consorcios permisionarios de

exploración, concesionarios de explotación y de transporte, refinadoras y comercializadoras de hidrocarburos. Las disposiciones de la resolución no son limitativas de la facultad de solicitar toda otra información que la autoridad de aplicación considere necesaria para el cumplimiento de sus funciones, dentro del marco de la ley 17319.-

La información estadística y documentación técnica revestirán el carácter de declaración jurada, excepto cuando se indique lo contrario para temas específicos, debiendo suministrarse en los plazos y formas que para cada caso se determina (art. 2).-

CODIFICACIÓN: A los efectos de cumplimentar con lo requerido en la resolución deberán utilizarse los códigos descriptos en el adjunto I de la misma, los que sólo podrán ser modificados o ampliados por la Dirección Nacional de Recursos de la Secretaría de Energía.-

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA: se considera información estadística la solicitada en las planillas definidas en el adjunto II. La misma deberá ser remitida a la Secretaría de Energía de acuerdo con las instrucciones y plazos que se detallan en el mismo.

DATOS PRIMARIOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN : Se consideran como datos primarios los datos físicos tales como coronas, testigos laterales, "cutting", muestras de fluidos, etc. y los registros de campo como las cintas magnéticas de relevamientos sísmicos y de perfilajes, registros en film, etc. Éstos deberán ser acondicionados en forma conveniente para su preservación y uso posterior. Cuando sean alcanzados los requisitos necesarios para la implementación de un banco de datos físicos, estos datos primarios serán remitidos a la Secretaría de Energía de acuerdo con las instrucciones y plazos que se detallan en el adjunto III.

DOCUMENTACIÓN TÉCNICA: La documentación técnica que se describe en adjunto IV de la resolución deberá ser remitida a la Secretaría de Energía de acuerdo con las instrucciones y plazos que se detallan en el mismo.

CONFIDENCIALIDAD DE LA INFORMACIÓN: La Secretaría de Energía mantendrá la confidencialidad de la información provista por las empresas concesionarias y permisionarias de acuerdo a los plazos del adjunto V.

SANCIONES POR INCUMPLIMIENTO: En caso de incumplimiento en el tiempo y forma dispuestos por la resolución, serán de aplicación las sanciones que indica el art. 87 de la Ley 17319. En caso de transgresiones reiteradas la Secretaría de Energía debe solicitar al Poder Ejecutivo Nacional, la aplicación de lo dispuesto por el art. 80 inc. d) de la ley 17319 (caducidad de la concesión).-

CADUCIDAD DE LA CONFIDENCIALIDAD: La confidencialidad de la información caducará de acuerdo al siguiente esquema: a) Historia de pozos de producción: Inmediatamente. b) Historia de pozos de exploración: A los tres (3) años. c) Perfiles de pozos: A los cinco (5) años. d) Información sobre relevamientos de datos sísmicos: Inmediatamente. e)

Registros sísmicos, gravimétricos y magnetométricos: A los cinco (5) años. f) Ensayos de producción: Inmediatamente.

Resolución N° 2.057/05:

A través de esta norma se introducen distintas modificaciones a la Resolución N° 319/93, tales como la redacción del artículo 2°, el cual ha quedado redactado de la siguiente manera: *“La información estadística y documentación técnica mencionadas en el artículo precedente, será suministrada con carácter de declaración jurada, excepto cuando se indique lo contrario para temas específicos, debiendo suministrarse en los plazos y formas que para cada caso se determina en la presente Resolución. Respecto de la información establecida en el punto 2.1.1. del ADJUNTO II y de la información establecida en el ADJUNTO IV del ANEXO I, aprobado por la presente Resolución, la responsabilidad por la remisión en tiempo y forma de la misma estará en cabeza de los titulares de Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación, así como de todo otro derecho de Exploración o Explotación de Hidrocarburos otorgado por Autoridad Nacional o Provincial Competente. Cuando la titularidad de los Permisos, Concesiones o derechos aludidos en el párrafo anterior estuviese en cabeza de una empresa distinta de la del operador, aquellas empresas no operadoras podrán cumplir eventualmente con la remisión de la información ya descrita a través de la empresa operadora del respectivo Permiso o Concesión, del cual se remite la información, siempre y cuando dicha empresa Operadora haya sido facultada para tal propósito, en cuyo caso se deberá remitir copia autenticada del Poder otorgado para tal efecto a la DIRECCION NACIONAL DE EXPLORACION, PRODUCCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.”*

A su vez, a través de los artículos 3, 5, 6, 7 y 8 se introducen modificaciones específicas a los adjuntos de la **Resolución N° 319/93** y se aprueban nuevos anexos a los que deberán dar cumplimientos los concesionarios y permisionarios.-

Resolución N° 791/05:

En virtud de la sanción de la **Ley N° 25.137**, mediante la cual, según ya fue dicho precedentemente, nuestro país aprobó el "Protocolo de 1992 que enmienda el Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil nacida de Daños Ocasionados por Hidrocarburos, 1969" y el "Protocolo de 1992 que enmienda el Convenio Internacional de Indemnización de Daños Debidos a Contaminación por Hidrocarburos, 1971" y del **Decreto N° 151/04** analizado, la Secretaría de Energía estableció a través de la Resolución N° 791/05, que las firmas productoras, refinadoras y comercializadoras de hidrocarburos y fuel oil habilitadas para importar y comercializar hidrocarburos y combustibles en el país, estarán obligadas, de corresponder, a contribuir al "Fondo Internacional

de Indemnización de Daños debidos a Contaminación por Hidrocarburos, 1992", y asimismo, estarán obligadas a cumplir con el régimen de información establecido en la resolución.-

Asimismo, se aprobó el Procedimiento para la remisión de la información pertinente a los efectos del cumplimiento de los Protocolos aprobados mediante la Ley N° 25.137. Las disposiciones de la resolución no son limitativas de la facultad de solicitar toda otra información que la Autoridad de Aplicación considere necesaria para el cumplimiento de sus funciones, dentro del marco de la Ley N° 17.319.

Con la información emergente de las declaraciones juradas que deberán remitir los obligados la Dirección Nacional de Refinación y Comercialización, dependiente de la Subsecretaría de Combustibles elaborará las listas de las personas que en el territorio de nuestro país reciban hidrocarburos sujetos a contribución.-

Resolución N° 324/06:

Las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos deben presentar en forma anual, conforme a lo dispuesto en esta Resolución, la información correspondiente a las reservas comprobadas, no comprobadas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a las áreas de las cuales sean titulares, la que deberá estar certificada por auditores externos a dichas empresas.

Las presentaciones se deben efectuar conforme con lo establecido en la Resolución N° 319/93 analizada, acompañando a esa presentación el Informe suscripto por el profesional, empresa o entidad certificadora, el que incluirá las metodologías de cálculo empleadas.

A los efectos previstos en la norma se crea el Registro de Profesionales, Empresas y Entidades Certificadoras de Reservas y Recursos de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos.-

Se denominan *reservas* aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos. El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como comprobadas y no comprobadas.

Las *reservas no comprobadas* tienen menor certeza en la recuperación que las *reservas comprobadas* y pueden además clasificarse en *reservas probables* y *reservas*

posibles, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

Las *reservas comprobadas o probadas* son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

Registro de Empresas Petroleras:

Resolución N° 407/07:

Luego de haberse dictado diversas normas regulando el Registro de Empresas Petroleras, se dicta esta Resolución por parte de la Secretaría de Energía, a través de la cual se unifican las reglas aplicables y se aprueban las normas del Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.-

Dentro de los requisitos para la inscripción en el Registro se prevén aquellos que son comunes para todas las empresas y los especiales, según se trate de empresas no operadoras u operadoras.-

Régimen para la Liquidación y Percepción de Regalías:

Decreto 1.671/69:

Este Decreto reglamenta los artículos 59 y 62 de la Ley 17.319, disponiendo que el monto de la regalía de los hidrocarburos es del 12% y se determinará mensualmente sobre la producción computable.-

Son aplicables a los titulares de permisos de exploración las disposiciones de esta reglamentación con exclusión del sistema de reducción del porcentaje, debiendo los permisionarios en todos los casos, abonar el 15% de su producción computable.

Para los hidrocarburos líquidos se considera producción computable la que resulta de deducir de la producción total de acuerdo a las normas que fije la autoridad de aplicación: 1) El agua e impurezas que contengan los hidrocarburos extraídos, 2) El volumen cuyo uso sea justificadamente necesario para el desarrollo de las explotaciones y exploraciones en cualquiera de las áreas en que el concesionario fuere titular de derechos regidos por la ley 17319, 3) El volumen de las pérdidas producidas por caso fortuito o de fuerza mayor, debidamente comprobadas y aceptadas por la autoridad de aplicación, ocurridas durante la extracción de los hidrocarburos o su traslado hasta el lugar de medición.-

Para el gas natural se considera producción computable los volúmenes que el concesionario vendiere, cuyo usufructo permitiese a terceros, o cualquier otro volumen efectivamente aprovechado en actividades que no sean necesarias a la explotación o exploración en cualquiera de las áreas en que aquél fuere titular de derechos regidos por la ley 17319. Cuando se tratare de un yacimiento declarado como prevalentemente gasífero por la autoridad de aplicación, se presumirá que el concesionario aprovecha efectivamente la totalidad de gas natural extraído, incumbiendo a éste la prueba de que ha sido empleado en requerimientos propios o se ha perdido por caso fortuito o de fuerza mayor.

Los sistemas de medición aplicables serán determinados por la autoridad de aplicación.

A los efectos de la valuación de la regalía y de la determinación del lugar en que el Estado puede percibirla sin computar costo alguno de transporte, se entenderá por *boca de pozo* el lugar donde concurren los hidrocarburos de uno o varios pozos que conformen una unidad de explotación, caracterizada por la calidad similar de su producción y donde se puedan efectuar las mediciones en las condiciones técnicas que determine la autoridad de aplicación.

Los lugares de medición de la producción computable son: a) de petróleo crudo: en boca de pozo, b) de gasolina: a la salida de los separadores, siempre que no sea incorporada al petróleo crudo, c) de gas natural: donde puede efectuarse la medición de los volúmenes producidos, luego de la extracción de la gasolina.

El concesionario, de acuerdo a los sistemas de medición determinados por la autoridad de aplicación, someterá a la aprobación de ésta los lugares de medición, la que dará su consentimiento si reúnen condiciones técnicas y prácticas que aseguren la efectividad del control.

LIQUIDACIÓN DE LA REGALÍA: El monto de la regalía de los hidrocarburos es del 12% y se determinará mensualmente sobre la producción computable. El concesionario podrá solicitar la reducción del porcentaje de la regalía aplicable a cada boca de pozo, cuando acredite fehacientemente que la producción obtenida no resulta económicamente explotable en virtud de la cantidad y calidad de los hidrocarburos extraídos, la profundidad de los estratos productivos o la ubicación de los pozos. La autoridad de aplicación estudiará la solicitud y propondrá al Poder Ejecutivo el temperamento a adoptar.

La calidad de los hidrocarburos que se declaren representará, con relación a cada boca de pozo, el promedio ponderado de la calidad de la producción mensual, la que se determinará por la densidad de los hidrocarburos líquidos o el poder calorífico de gas natural.

Al solo efecto del pago de la regalía en efectivo o para su valorización en el caso de pago en especie, los concesionarios tomarán como valor boca de pozo el que fije la autoridad de aplicación conforme al art. 61 de la ley 17319.

Para su determinación, podrá aplicar métodos de cálculo simplificado y operar con cifras promedio sean regionales o nacionales, según corresponda. En los casos en que así lo estime necesario, la autoridad de aplicación establecerá el valor boca de pozo teniendo en consideración, entre otros factores, la calidad de los hidrocarburos, el proceso de industrialización, el valor de los productos derivados de aquellos petróleos, la ubicación de la boca de pozo con relación a los lugares de industrialización y comercialización y en su caso, de los centros de consumo de los productos derivados de los crudos originarios de aquéllos y el valor de los transportes.

PAGO EN EFECTIVO: El pago de la regalía en efectivo se justificará con la presentación de la constancia de pago, juntamente con la declaración jurada correspondiente. El importe de la regalía en efectivo no pagada en término devengará, sin necesidad de interpelación alguna, un interés igual al que rija para las operaciones de descuento general en el Banco de la Nación Argentina.

PAGO EN ESPECIE: La voluntad del Estado de percibir la regalía en especie se manifestará por notificación fehaciente al concesionario. Dicha notificación se efectuará teniendo en cuenta el plazo mínimo de 90 días señalado en el párr. 1 del art. 60 de la ley 17319 y contendrá: a) Fecha a partir de la cual se recibirá la regalía y plazo de mantenimiento del régimen de pago en especie, el que podrá ser ampliado notificando con 90 días de anticipación al vencimiento del mismo. b) Lugar donde se hará dicha recepción, c) Modalidad de la entrega de conformidad a normas que fije la autoridad de aplicación, las que tendrán en cuenta las instalaciones de despacho que disponga el concesionario.

Los hidrocarburos que se entreguen en pago de la regalía serán de condición comercial determinada por el uso corriente en el mercado nacional, cuyas especificaciones serán precisadas por la autoridad de aplicación teniendo en cuenta, entre otros requisitos: 1) para hidrocarburos líquidos, contenido máximo de agua y otras impurezas y 2) para gas natural, contenido máximo de agua, sulfuro de hidrógeno, azufre libre, anhídrido carbónico, aire, nitrógeno e impurezas, como asimismo la presión necesaria para su inyección en gasoductos.

La obligación de almacenar establecida en el párr. 2 del art. 60 de la ley 17319 se entenderá cumplida, siempre que el concesionario esté en condiciones de entregar de su producción mensual de hidrocarburos la parte que le corresponda tributar como regalía. El requerimiento de entrega de la regalía será comunicado por la autoridad de aplicación, con un mínimo de 5 días de anticipación a la fecha en que se efectuará el retiro total o parcial de la misma.

Esta disponibilidad a favor del Estado nacional²⁷ debe mantenerse desde la fecha de presentación de la declaración jurada y por el plazo de 30 días que fija el art. 60 de la ley 17319.

²⁷ O Provincial debe entenderse

Si en el plazo en que el concesionario deba mantener a favor del Estado nacional la disponibilidad de los hidrocarburos correspondientes a la regalía, la autoridad de aplicación no retirará la totalidad de la misma sin que mediare culpa del concesionario, caso fortuito o fuerza mayor, se entenderá producida la manifestación del Estado de percibir en efectivo la regalía no retirada. En tal caso, el concesionario recobrará la disponibilidad de los volúmenes afectados y aplicará las normas del pago de la regalía en efectivo, acreditando el pago del monto respectivo dentro de los 30 días siguientes. En lo sucesivo, el concesionario pagará la regalía en efectivo. Cuando el Estado nacional²⁸ desee percibir nuevamente el pago en especie, deberá participar con 90 días de anticipación la notificación prescripta.

El lugar de entrega de la regalía será aquél en que se efectúe la medición de los hidrocarburos o en cualquier otro lugar que se fije, previo acuerdo entre la autoridad de aplicación y el concesionario, de lo que resulta necesario ajustar como consecuencia de la variación del lugar de entrega.

En el caso de que la calidad de los hidrocarburos líquidos que el concesionario entregue como regalía en especie difiera de la calidad promedio mensual, se efectuará un reajuste o en especie calculado sobre la base del ajuste por variación de calidad que fije la autoridad de aplicación.

Para la recepción de hidrocarburos gaseosos correspondientes al pago de regalía en especie, la autoridad de aplicación contemplará las circunstancias especiales de cada caso, acordando con el concesionario las modalidades de su entrega.

El incumplimiento del requerimiento de entrega, exteriorizado por el requerimiento infructuoso de la autoridad de aplicación, el que documentará levantando el acta pertinente, importará la mora del concesionario y el volumen de la regalía no entregado devengará un interés igual al que rija las operaciones de descuento general del Banco de la Nación Argentina, el que se calculará sobre su valor boca de pozo fijado por la autoridad de aplicación, sin perjuicio de que mantenga la obligación del concesionario respecto de la modalidad del pago principal.

CONTRALOR Y SANCIONES: La autoridad de aplicación obtendrá, con la frecuencia que juzgue conveniente, muestras representativas de la producción de los distintos hidrocarburos que serán analizadas en presencia de un representante del concesionario, quien tendrá un plazo máximo de 5 días para manifestar por escrito su disconformidad con el resultado. En tal supuesto, se procederá a realizar un nuevo análisis dentro de los 15 días de presentado el reclamo, cuyo resultado se tendrá por definitivo.

Corresponde a la autoridad de aplicación dictar las normas relativas a la toma de muestras y a los análisis.

²⁸ Idem anterior

El concesionario que no acompañe la constancia de pago, que no presente la declaración jurada pertinente o la presente fuera de término o con omisiones o falsedades, o que no cumpliera con las demás obligaciones que impone este Decreto, se hará pasible, siempre que no se haya configurado causal de caducidad, de las sanciones y multas que prescribe el art. 87 y 88 de la ley 17319.

Cuando los concesionarios no presentaren la declaración jurada, o la presentaren con errores, omisiones o falsedades, la autoridad de aplicación procederá: sin perjuicio de la aplicación de las sanciones pertinentes y previa vista de las actuaciones al concesionario por el término de 10 días para que presente los descargos y aclaraciones correspondientes a determinar de oficio el monto de la regalía impago a través de las atribuciones conferidas por los arts. 75 , 77 y 78 de la ley 17319.

Determinado el monto resultante, se intimará en su caso al concesionario por un plazo de 10 días su pago o entrega, bajo apercibimiento de procedencia de conformidad a lo dispuesto por el art. 84 de la ley 17319.

En el supuesto del art. 80 inc. b) de la ley 17319, la autoridad de aplicación intimará en forma fehaciente al concesionario para que dentro de los 10 días de notificado pague el importe de las regalías adeudadas o, en su caso, ponga los volúmenes correspondientes a su disposición, bajo apercibimiento de declarar la caducidad del derecho, todo ello sin perjuicio de reclamar por la vía correspondiente el importe de la regalía e intereses adeudados o de las multas de que se hubiere hecho pasible.

PARTICIPACIÓN DE LAS PROVINCIAS: Cuando el Estado nacional perciba el monto de la regalía en efectivo, la participación de las provincias en el producido de dicha actividad, art. 12 de la ley 17319, será satisfecha mediante el pago directo a las mismas del monto resultante de la liquidación mencionada, por los concesionarios y empresas estatales, respecto de sus áreas de explotación por cuenta y orden del Estado nacional, salvo comunicación en contrario emanada de la autoridad de aplicación. Cuando el Estado nacional perciba el monto de la regalía en especie, acordará con las provincias correspondientes la forma de abonar la participación respectiva que efectivizará dentro de los 30 días siguientes a la fecha de percibir la regalía. A los efectos del pago a las provincias de la participación del producido de la explotación de los hidrocarburos realizada dentro de los límites en yacimientos que abarquen más de una provincia, la autoridad de aplicación acordará con las mismas el porcentaje de regalía que corresponda a cada una de ellas.²⁹

Decreto 631/87 – Valuación Boca de Pozo de Hidrocarburos:

²⁹ Estas disposiciones contenidas en el Decreto N° 1.671/69 deben entenderse derogadas en virtud del dictado de la Ley N° 26.197.-

Este Decreto, reglamentando los artículos 58 y 62 de la ley de hidrocarburos, autorizó a la Secretaría de Energía, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley 17.319, a fijar el valor "Boca de Pozo" de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, para la liquidación del pago de regalías previstas en los artículos 59 y 62 de la Ley.-

Fue observado por el Decreto Nacional N° 451/89, pero luego se restableció su vigencia por la Ley 23.678 de 1.989.-

Resolución N° 155/92

Teniendo en cuenta que la Ley 24145 dispuso que se proyectara una nueva ley de hidrocarburos, hasta su sanción, se consideró necesario propiciar soluciones tendientes a compatibilizar los intereses de las provincias con los de los productores evitando la generalización de conflictos.

Los reclamos efectuados por las provincias en cuyos territorios se extraen hidrocarburos, respecto a la forma de liquidación de regalías y el comportamiento de las empresas concesionarias responsables del pago de las mismas hicieron necesario un examen de las reglamentaciones vigentes al año 1992, a fin de adecuarlas a la realidad del mercado en concordancia con las leyes de fondo vigentes.

Por ello se procedió al dictado de esta resolución que dispuso los procedimientos aplicables para el cálculo y pago de regalías, estableciendo que los concesionarios de explotación responsables del pago de regalías informarían a la Secretaría de Energía, con carácter de declaración jurada, los volúmenes de petróleo crudo efectivamente producidos, transferidos o no por venta, con o sin precio fijado, o para ser destinados a ulteriores procesos de industrialización.

Resolución N° 435/04:

Teniendo en cuenta la vigencia de la Resolución N° 155/92, resultó conveniente actualizar su contenido, mejorando el sistema de información vigente para el pago de regalías, e introduciendo aquellos cambios que resultan necesarios realizar para poner fin a las controversias que al día de la fecha no han recibido adecuado tratamiento legal.

En virtud de ello la Secretaría de Energía dictó esta Resolución que, si bien no derogó expresamente la N° 155/92 ha reemplazado su contenido.-

De acuerdo al régimen actualmente vigente, los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación responsables del pago de regalías informarán a la Provincia Productora respectiva y a la Secretaría de Energía, con carácter de Declaración Jurada, los

volúmenes efectivamente producidos y la calidad (API y contaminantes), la producción computable de hidrocarburos líquidos, discriminando entre petróleo crudo, condensado y el total de la gasolina extraída del gas natural sin flexibilizar dentro de la respectiva jurisdicción, medidos por un sistema confiable cuyo error no sea mayor a 0,1%, en el punto de transferencia del permiso de exploración o concesión de explotación a la concesión de transporte, destilería o al sistema de transporte terrestre, especificando el tipo de petróleo crudo (Cañadón Seco, Escalante, María Inés, Medanito, Santa Cruz, Hydra, Tierra del Fuego, Mendoza, Formosa, etc.) hayan o no sido transferidos por venta, con o sin precio fijado, ya sea que cuenten con acuerdos de intercambio de hidrocarburos líquidos o que estén destinados a ulteriores procesos de industrialización (art. 1).

La Declaración Jurada se elaborará mensualmente y deberá presentarse simultáneamente a la Provincia respectiva y ante la Secretaría de Energía, dentro de los primeros 10 días hábiles del mes inmediato posterior al que se informa. Si en este período no se produjeran ventas, el pago de las regalías se efectuará, provisoriamente, valorizando los hidrocarburos de acuerdo al último precio utilizado para el cálculo y liquidación de regalías (art. 2).

Cuando el permisionario o concesionario destine la producción de petróleo crudo, en forma total o parcial, a ulteriores procesos de industrialización en plantas propias o de otras empresas controladas, controlantes, o vinculadas mediante acuerdos de procesamiento (Crudo Transferido sin Precio o DUPI - Destinado a Ulteriores Procesos de Industrialización), deberá acordar con la Provincia y la Secretaría de Energía, según corresponda, el precio de referencia para el cálculo y liquidación de las regalías.

En caso que exista vinculación económica entre el permisionario o concesionario y el comprador, que no se fijen precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización y el permisionario o concesionario omita cumplir con el requerimiento previsto en el párrafo anterior, la Provincia Productora y la Secretaría de Energía, según corresponda, fijarán el precio a los efectos del pago de regalías, teniendo en cuenta el valor corriente del producto al tiempo de enajenarse o industrializarse. El precio de referencia deberá ser representativo de la calidad del crudo. En caso que no existan precios de referencia en la cuenca o área en cuestión, la Provincia Productora y la Secretaría de Energía podrán extrapolar el valor del crudo de otras cuencas, debidamente corregido para adaptarlo a la calidad del crudo en cuestión (art. 3).

La Declaración Jurada incluirá la información de los precios efectivamente facturados, si los hubiere, por las ventas correspondientes al yacimiento que declara en cada período, discriminando entre:

a) ventas al mercado interno y externo.

b) valores de referencia para aquellas transferencias sin precio fijado a los fines de su futura industrialización.

c) flete desde el punto donde se adquiere la condición comercial hasta el lugar de la transferencia comercial.

d) detalle de las ventas realizadas en dicho mes, el que deberá ser confeccionado de acuerdo a la planilla DDJJ "Soporte de Ventas por Tipo de Crudo y por Mercado", que como Anexos forman parte de la resolución.

A partir de la información precedente surgirá el valor para el cálculo y liquidación de regalías (art. 4).

Los concesionarios de explotación y permisionarios de exploración responsables del pago de regalías de petróleo a que se refiere el Artículo 59 de la Ley N° 17.319 abonarán a cada Provincia Productora y/o al Estado Nacional, según corresponda, hasta el día 15 de cada mes, los montos resultantes de considerar los volúmenes producidos en el mes inmediato anterior, aunque no hubiesen sido transferidos. El tipo de cambio transferencia vendedor del Banco de la Nación Argentina será el vigente el día 14 del mes en que se efectúa el pago. El tipo de cambio definitivo a los efectos de los ajustes que correspondan será el del día 14 o de ser éste inhábil el inmediato hábil anterior (art. 5).

Los permisionarios y concesionarios responsables del pago de regalías informarán a la Provincia respectiva y a la Secretaría de Energía, con carácter de Declaración Jurada, las liquidaciones definitivas en forma mensual, por yacimiento, por su porcentaje de participación en cada permiso o concesión y por tipo de hidrocarburo líquido.

Para el cálculo de la liquidación definitiva de las regalías se considerarán, por tipo de petróleo crudo, como los volúmenes de la producción computable del mes considerado y como Valor Boca de Pozo los valores definitivos resultantes de la aplicación del artículo 4° de la Resolución, o los que, la Provincia o la Secretaría de Energía según corresponda, fijen en su lugar. Esta información deberá presentarse en coincidencia con la fecha de vencimiento del Anexo I correspondiente al mes siguiente al que corresponda la liquidación definitiva.

Además de la Declaración Jurada, los permisionarios y concesionarios deberán presentar copias de las boletas de depósito bancario o las constancias de transferencia electrónica de los fondos que acrediten el pago de las regalías calculadas y liquidadas (art. 6).-

Los fletes interjurisdiccionales correspondientes a la producción del concesionario o permisionario para el transporte de los hidrocarburos líquidos en condición comercial, desde el punto en que se adquiere dicha condición, la playa de tanques del yacimiento hasta el lugar de la transacción comercial (puerto de embarque o entrada a refinería), calculados según el régimen tarifario vigente y/o que fijare en el futuro la Secretaría de Energía, se deducirán del

precio de venta. En el caso que corresponda se incluirá una merma en volumen de hasta 0,25 %.

Cuando el transporte no se realice por ducto, deberá justificarse el valor consignado por este rubro en el cálculo del flete, presentando la facturación mensual y los contratos respectivos. Cuando la Provincia Productora o la Secretaría de Energía, según corresponda, dentro de los 60 días hábiles, considerase que el valor informado por el permisionario o concesionario no refleja el precio real de mercado, podrá obligarlo a presentar los análisis de precios que justifiquen dicho valor.

Mientras la Provincia Productora o la Secretaría de Energía no determinen el valor del Transporte a descontar para el cálculo de la regalía, el permisionario o concesionario utilizará los valores provisorios con que cuente hasta el momento en que la autoridad competente fije su posición sobre el particular (art. 8).

Cuando la Provincia Productora y/o la Secretaría de Energía, según corresponda, consideren que el precio de venta informado por el permisionario o concesionario para el cálculo de las regalías no refleja el precio real de mercado, deberán formular la observación correspondiente adjuntando los fundamentos de la misma (art. 9).

Esta Resolución no ha establecido un plazo determinado para que la Provincia o la Secretaría de Energía formulen la observación correspondiente. De acuerdo al artículo 9 de la Resolución N° 155/92, el plazo para realizar la observación es de 20 días corridos de recibida la información, por lo que este plazo puede ser considerado como aplicable ante el vacío previsto en la resolución en análisis.-

En un plazo no mayor de los DIEZ (10) días desde la fecha de notificación, el permisionario o concesionario deberá presentar las declaraciones o probanzas necesarias que avalen el precio declarado. En caso de silencio o si las probanzas del permisionario o concesionario no fueran aceptadas la Provincia Productora o la Secretaría de Energía, fijarán el valor boca de pozo que consideren razonable, liquidándolo conforme a los Anexos previstos en la norma (art. 9).-

Si como consecuencia de la aplicación del artículo precedente, la Provincia Productora o la Secretaría de Energía fijaran un Valor Boca de Pozo, éste será de aplicación sobre la producción computable total del mes y los permisionarios y concesionarios ajustarán el pago de las regalías respectivas en la forma y modo que disponga la respectiva jurisdicción (art. 10).

Cuando se efectuaren acuerdos de intercambio de hidrocarburos líquidos se procederá de la siguiente manera para la liquidación de las regalías:

- 1) La producción computable será la descrita en el artículo 1º de la resolución.
- 2) Para determinar el Valor en Boca de Pozo se utilizará:

- a) El precio efectivamente facturado por los volúmenes vendidos, producto del intercambio.
- b) La Relación de Intercambio, definida como el cociente entre el volumen recibido por Intercambio y el producido en el yacimiento, deberá tener en cuenta exclusivamente las calidades de los petróleos correspondientes.
- c) El producto entre el precio efectivamente pagado y la Relación de Intercambio determina el precio aplicable a la producción computable.
- d) Se descontará el flete desde el punto que adquiere la condición comercial, playa de tanques del yacimiento cuyas regalías se liquidan hasta el lugar de entrega.

En caso de conflictos entre la Provincia y la empresa que liquida regalías referentes al de intercambio de hidrocarburos líquidos, se procederá de acuerdo a lo establecido en el artículo 9º de la resolución (art. 11).

En concordancia con lo dispuesto en el Artículo 70 de la Ley Nº 17.319, la Provincia Productora y la Subsecretaría de Combustibles estarán facultadas, indistintamente, para requerir a los permisionarios y concesionarios toda la información y documentación vinculada con la producción de hidrocarburos y con las transacciones comerciales que se realicen, que se consideren necesarias para otorgar transparencia al proceso de determinación de precios y para asegurar la correcta liquidación de regalías.

En respuesta a tal requerimiento el permisionario o concesionario estará obligado a presentar dentro de los plazos solicitados en el domicilio de la Provincia Productora o la Secretaría de Energía, los informes, planillas, contratos en su poder o en poder de las empresas descriptas en el artículo 3º de la resolución, facturas, remitos y todo otro documento que pueda estar relacionado con el cálculo y la liquidación de regalías (art. 12)

Cualquier acreditación de pago posterior a los vencimientos que realice la permisionaria o concesionaria devengará intereses a la tasa prevista en el Artículo 7º del Decreto Nº 1671 de fecha 9 de abril de 1969. En el caso que la mora perdure por más de 30 días corridos de la fecha de pago prevista en la resolución la compañía deudora deberá abonar, además, intereses punitivos a una tasa equivalente a 2 1/2 veces la tasa prevista en el Artículo 7º del Decreto Nº 1671 de fecha 9 de abril de 1969. En el supuesto que la tasa de interés antes indicada no sea publicada por el Banco de la Nación Argentina, se utilizará, transitoriamente, la tasa "Libor" más 8 puntos porcentuales. El monto resultante se convertirá a pesos considerando el tipo de cambio vigente al día anterior a la fecha de efectivo pago (art. 13).

Los descuentos por gastos de tratamiento sólo podrán ser realizados por aquellos permisionarios o concesionarios que hayan sido autorizados para realizar los mismos, en el título otorgado.

En dicho supuesto el descuento máximo a aplicar por los permisionarios o concesionarios no podrá superar el 1%, y a requerimiento de la Provincia o la Secretaría de Energía el permisionario o concesionario deberá fundamentar los gastos descontados.

Aquellos permisionarios o concesionarios que consideren que el porcentaje autorizado por el párrafo anterior no cubre los gastos efectivamente incurridos en el yacimiento, podrán solicitar la revisión del mismo a la Provincia o a la Secretaría de Energía, según corresponda, presentando la documentación y los estudios correspondientes que acrediten la necesidad de aumentar el porcentaje.

Mientras la Provincia o la Secretaría de Energía, según corresponda, no acuerden o autoricen un porcentaje mayor, regirá el previsto en el segundo párrafo del presente artículo (art. 14).

El incumplimiento de proveer información relativa al cálculo de regalías será sancionado con multa prevista en el Artículo 87 de la Ley N° 17.319. La reiteración de este tipo de incumplimiento será sancionado con la penalidad prevista en el inciso d) del Artículo 80 de la Ley N° 17.319.

La omisión del deber de informar facultará a la Provincia Productora o a la Secretaría de Energía, según corresponda, para suplir la información no remitida con información generada a través de sus propios recursos, practicando de oficio las liquidaciones correspondientes (art. 15).

La presente normativa resulta de aplicación a:

a) Las firmas titulares de concesiones de explotación.

b) Las firmas titulares de permisos de exploración, en la medida que se presente el supuesto previsto en el Artículo 21 de la Ley N° 17.319. Será de aplicación a todos los permisos de exploración y concesiones de explotación vigentes en el Territorio Nacional, con independencia de la jurisdicción que haya otorgado el respectivo título (art. 16).

Las Provincias Productoras en cumplimiento de la resolución, podrán:

a) Imputar incumplimiento y proponer a la Secretaría de Energía el tipo y magnitud de las sanciones a aplicar.

b) Disponer la solicitud de todo tipo de información conforme a lo dispuesto por el artículo 15 y concordantes de la resolución.

c) Disponer la liquidación o reliquidación de las regalías mal liquidadas.

d) Proceder a su cobro por las vías que correspondan, entre otras.

La liquidación o reliquidaciones de deuda que realicen las Provincias podrán ser apeladas a la Secretaría de Energía, pero el recurso que se interponga a tal efecto en ningún caso suspenderá la obligación de pago ni inhibirá a la Provincia para perseguir el cobro por vía judicial (art. 17).

Resolución N° 188/93

Tanto la Resolución N° 155/92 como la N° 435/04 han regulado los procedimientos tendientes al cálculo, liquidación y pago de regalías correspondiente a los hidrocarburos líquidos.

La Resolución N° 188/93, que aún continúa vigente, regula el procedimiento aplicable al pago y liquidación de regalías de gas natural y gasolina.-

De acuerdo a su artículo 2 los concesionarios de exploración responsables del pago de regalías informarán a la Secretaría de Energía, con carácter de declaración jurada, los volúmenes de gas natural efectivamente producidos a fin de determinar la producción computable.-

A tales efectos, a los volúmenes de gas natural efectivamente producidos se le podrán descontar los siguientes conceptos:

- a) El volumen cuyo uso sea justificadamente necesario para el mantenimiento de las exploraciones y/o explotaciones.-
- b) El volumen de las pérdidas producidas por caso fortuito o de fuerza mayor, debidamente comprobadas y aceptadas por la autoridad de aplicación.
- c) Los volúmenes reinyectados a la formación del yacimiento.

No podrán deducirse los volúmenes de gas natural y gasolina que se utilicen para la generación de otras formas de energía.-

La declaración jurada incluirá la información de los precios efectivamente facturados en cada período, incluyendo ventas al mercado interno y externo, el flete comprendido en el lugar de tratamiento del gas natural y su punto de ingreso al sistema de transporte y los gastos de acondicionamiento y compresión necesarios para colocar el producto en condiciones de ser transportado.

A partir de la información precedente se informará el valor boca de pozo en dólares estadounidenses por metro cúbico, para cuya determinación se podrán descontar los siguientes gastos:

- a) Gastos de compresión. Conforme a la Resolución N° 73/94 este inciso fue sustituido, aclarándose las siguientes pautas: l) Cuando el gas producido necesita

ser comprimido en un compresor de tres etapas de compresión para ser introducido en el gasoducto del sistema de transporte, podrá descontarse hasta diez dólares con setenta y cuatro centavos por cada mil metros cúbicos (10,74 u\$s/Mm³) de gas comprimido. II) Cuando el gas producido necesita ser comprimido en un compresor de dos etapas para ser introducido en el gasoducto del sistema de transporte, podrá descontarse hasta cinco dólares con treinta y siete centavos por cada mil metros cúbicos (5,37 u\$s/Mm³) de gas comprimido. III) Cuando el gas producido necesita ser comprimido en un compresor de una etapa para ser introducido en el gasoducto del sistema de transporte, podrá descontarse hasta dos dólares con sesenta y nueve centavos por cada mil metros cúbicos (2,69 u\$s/Mm³) de gas comprimido. IV) Cuando el gas producido se introduzca en el gasoducto del sistema de transporte sin ser comprimido, no podrán hacerse descuentos por compresión.

El máximo autorizado a descontar de gastos de compresión disminuirá un cinco por ciento (5%) cada año a partir de la producción computable para el mes de enero de 1995 y por el término de los cuatro (4) años consecutivos siguientes.

- b) A los gastos de compresión podrá adicionarse hasta treinta y dos centavos de dólar por cada mil metros cúbicos (0,32 u\$s/Mm³) de gas procesado en concepto de gastos internos del yacimiento, incluyendo los gastos de tratamiento y acondicionamiento, cuando tal situación hubiera sido expresamente contemplada en los respectivos actos de adjudicación de los permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos. (Texto dado por la Resolución N° 73/94)
- c) El flete comprendido entre el lugar de tratamiento del gas natural y el punto de ingreso al sistema de transporte, para cuya determinación se utilizara la tarifa única de dólares estadounidenses 0,012 por mil metros cúbicos kilómetro (1.000 m³/Km)

Este valor podrá ser modificado por la autoridad de aplicación en la medida que se modifiquen las tarifas reguladas para el transporte de gas natural por gasoductos troncales (art. 3).-

La declaración jurada prevista se elaborará mensualmente y deberá presentarse ante la Dirección Nacional de Combustibles dentro de los primeros 15 días hábiles del mes inmediato posterior al que se informa. Tal presentación deberá realizarse conforme al formulario previsto en la resolución (art. 4)

A su vez, los concesionarios de explotación responsables del pago de regalías informarán a la Subsecretaría de Combustibles mediante la declaración jurada prevista en la resolución, las liquidaciones definitivas en forma mensual y por provincia, por yacimiento y por concesión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del Decreto N° 1.671/69.-

Para el cálculo de la liquidación definitiva de las regalías se considerará como volúmenes los de la producción computable del mes considerado y como valor boca de pozo los valores definitivos o los que la Secretaría de Energía fijare en su lugar como consecuencia de lo especificado en la resolución, ponderados por volumen transferido.

De no haber objeciones por parte de la provincia donde se produce el hidrocarburo dentro de los 20 días corridos de informada, tal valor boca de pozo quedará como definitivo. Caso contrario el valor boca de pozo será determinado por la Subsecretaría de Combustibles.-

En todos los casos cada concesionario de explotación responsable del pago de regalías deberá remitir a los Ministerio de Economía o similares de las respectivas provincias, en forma simultánea que a la autoridad de aplicación, copia autenticada de la declaración jurada prevista en la resolución (art. 6).-

Cuando la provincia acreedora considerase que el valor informado por el concesionario para el cálculo de las regalías no refleja el precio real de mercado, dentro de los 20 días corridos de recibida la referida información deberá formular la observación correspondiente al concesionario adjuntando los fundamentos de la misma. En un plazo no mayor de diez días corridos, a partir de la fecha de notificación, el concesionario deberá presentar las declaraciones o probanzas necesarias que avalen el precio declarado. De no resultar tales declaraciones o probanzas satisfactorias, la provincia remitirá a la Secretaría las actuaciones del caso para su resolución, comunicándole fehacientemente su desacuerdo al concesionario.-

De encontrar la Secretaría de Energía que el concesionario ha liquidado indebidamente a la provincia, fijará el valor boca de pozo, procediendo a la liquidación e imponiendo al concesionario las sanciones correspondientes. Si por el contrario el concesionario hubiera liquidado correctamente a criterio de la Secretaría, la provincia podrá optar por el pago en especie o continuar percibiendo la regalía en las condiciones anteriores (art. 7).-

Los concesionarios de explotación responsables del pago de regalías abonarán a los respectivos estados provinciales el día 15 de cada mes o el día hábil inmediatamente posterior, los montos resultantes de considerar los volúmenes producidos en el mes inmediato anterior, aunque no hubiesen sido transferidos, utilizando el tipo de cambio transferencia vendedor del Banco de la Nación Argentina, vigente al día hábil anterior al de la liquidación (art. 9).-

Los concesionarios de explotación informarán a la Secretaría de Energía, con carácter de declaración jurada los volúmenes de gasolina efectivamente producidos. Esta información se elaborará mensualmente y deberá presentarse ante la Dirección Nacional de Combustibles dentro de los primeros quince días hábiles del mes inmediato posterior al que se informa. La producción computable será la medida a la salida de los separados primarios (art. 10).-

La Resolución N° 73/94 incorporó un último párrafo a este artículo, el cual establece que se entenderá que el valor boca de pozo de la gasolina no podrá calcularse a partir del precio de venta del gas natural.-

De acuerdo al artículo 11, en caso que la gasolina sea incorporada al petróleo crudo, al volumen computable le será aplicado el valor en boca de pozo del petróleo calculado para el mismo período.

En caso que la gasolina sea comercializada directamente la regalía se pagará sobre el precio de venta con las deducciones autorizadas por la Resolución N°155/92.-

Resolución N° 232/02:

Teniendo en cuenta los reclamos efectuados por las provincias en cuyos territorios se extraen hidrocarburos relacionados con el cálculo y liquidación de regalías petroleras, la Secretaría de Energía consideró conveniente y necesario dictar la normativa de carácter general relativa al pago en especie, de conformidad con lo previsto en el Artículo 60 y concordantes de la Ley N° 17.319.-

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 60 de la Ley N° 17.319 las regalías pueden ser percibidas en efectivo o especie, a opción de las provincias productoras, quienes podrán manifestar su voluntad de percibirla en especie 90 días antes de la fecha de pago. La opción de pago en especie podrá ser total o parcial.

Se considera que la opción de pago en especie es parcial cuando se expresa respecto de 1 o más yacimientos del concesionario u obligado al pago, en el caso que el sujeto obligado tenga más de 1 yacimiento o concesión.

Si la producción computable se deriva de 1 solo yacimiento la opción de pago deberá ser por el total de la producción.

La opción en especie deberá ser notificada por medio fehaciente a los concesionarios y/o demás sujetos obligados a abonar regalías. La notificación mencionada deberá identificar los yacimientos o concesiones de los cuales desea le sea entregada su participación del 12% de la producción computable de acuerdo a lo establecido en el Decreto N° 1671 de fecha 9 de abril de 1969.

El pago de las regalías en especie se realizará de acuerdo a los siguientes términos y condiciones:

a) La producción computable en especie se calculará de conformidad con lo establecido en el Decreto N° 1671 de fecha 9 de abril de 1969.

b) Los hidrocarburos a liquidar en especie deberán ser entregados a la provincia o a quien ésta designe en condición comercial, es decir, en condiciones técnicas de acceso a oleoductos.

c) Los productores están obligados a almacenar los hidrocarburos líquidos objeto de pago, por el plazo de 30 días contados a partir de los períodos de entrega que se establecen en la presente resolución, libres de todo gasto.

d) No podrán descontarse gastos de transporte y flete de ninguna especie.

e) Los productores no podrán facturar, retener o deducir de la producción computable ningún tipo derecho, gravamen, impuesto o tasa de carácter nacional, provincia o municipal.

f) La producción en especie podrá ser retirada en forma mensual, quincenal o semanal, a opción de la provincia.

g) Los compradores de los hidrocarburos en especie deberán acordar con los productores las condiciones operativas de los retiros, en función de los términos y condiciones establecidos en la presente resolución.

h) El lugar de entrega de los hidrocarburos es el lugar de medición de la producción computable en condición comercial, conforme a lo establecido en el apartado IV del Artículo 2° del Decreto N° 1671 de fecha 9 de abril de 1969.

i) Todas las controversias o inconvenientes que se verifiquen relacionados con: 1) las condiciones comerciales de entrega de los hidrocarburos, 2) las condiciones operativas de almacenamiento, despacho y entrega, 3) los descuentos realizados o que se pretendan realizar, y/o 4) cualquier otra dificultad que afecte, amenace, impida u obstaculice la cancelación del pago de las regalías en especie, deberá ser denunciada por el comprador a la provincia y a la Secretaría de Energía, quienes adoptarán las medias correctas y de contralor que estimen corresponder dentro del plazo máximo de 10 días de recibida la denuncia.

j) Cualquier acción de los productores que afecte, amenace u obstaculice la operatoria de pago en especie sea que se realice contra la provincia como contra sus contratistas será considerado incumplimiento de la presente resolución y de los Artículos 59, siguientes y concordantes de la Ley N° 17.319, y será sancionado con el máximo de las sanciones previstas en la mencionada ley.

Las provincias y sus contratistas gozarán de los derechos de libre disponibilidad que les corresponden a los productores en virtud de la normativa vigente.

Las Provincias y sus compradores tendrán derecho a acceder a los sistemas de transporte en las mismas condiciones que los concesionarios.

En sus operaciones en el mercado interno las provincias estarán autorizadas a contratar con los otros productores, refinadores, elaboradores y comercializadores inscriptos en la Secretaría de Energía, en cuyo caso podrán realizarse contrataciones directas bajo la modalidad de "precios públicos del mercado interno" que prevé esta resolución.

Para realizar la facturación, la provincia utilizará como precio de referencia el precio promedio aritmético para operaciones del mercado interno informado por los productores de conformidad con lo establecido en el Artículo 1° de la Resolución N° 155/92, según la cuenta de que se trate, el que será ajustado de acuerdo a los valores finales que surjan de la declaración definitiva de regalías.-

Indemnización a Superficiarios:

Decreto Nacional N° 6.803/68

Dentro de los antecedentes inmediatos a esta norma encontramos el Decreto Nacional N° 6.773 de 1.963, anterior a la Ley de Hidrocarburos, por medio del cual se declaraban indemnizables los daños que directa o indirectamente ocasionen la exploración, explotación o transporte de los combustibles minerales y de los hidrocarburos líquidos, sólidos o gaseosos. Tendrá derecho, decía, a percibir la indemnización, el superficiario, *cualquiera fueren las condiciones de su ocupación y/o el titular de los bienes perjudicados.*-

El monto de la indemnización era determinado por Juntas Especiales que se constituían en la forma y lugares que determinara la reglamentación y en las cuales tenían derecho de representación las empresas, los productores de las zonas y los organismos nacionales y/o provinciales competentes en la materia.-

Las decisiones de las Juntas Especiales eran apelables en única instancia ante el juez competente de la respectiva jurisdicción.-

Ante el dictado de la Ley 17.319 y la necesidad de reglamentarla en lo referente a las indemnizaciones exigibles a permisionarios y concesionarios por

perjuicios ocasionados en los fundos superficarios (artículo 100) se dicta el Decreto 6.803 por medio del cual, la determinación administrativa, con carácter zonal o general, de los importes correspondientes a perjuicios indemnizables causados a fundos superficiales por permisionarios y concesionarios, será efectuada de conformidad con la reglamentación que allí se indica.-

Los importes que se determinen serán reajustados cada dos años de acuerdo con la variación de los costos de producción considerados para su determinación.-

La Autoridad de Aplicación de la Ley 17.319 tendrá a su cargo, cuando las partes de común acuerdo lo soliciten, la fijación del valor de los perjuicios cuyo importe no se hubiere establecido anticipadamente.-

En este supuesto las partes deben limitarse, siempre de común acuerdo, a describir los daños ocurridos y solicitar la determinación del monto indemnizatorio. La presentación de la solicitud implica el ejercicio de la opción prevista en el artículo 100 de la ley 17.319.-

El Decreto crea una Comisión Asesora que asistirá a la Autoridad de Aplicación de la ley de hidrocarburos en la preparación y actualización de las determinaciones de los importes a indemnizar. Dicha Comisión estará integrada por un grupo permanente, representantes provinciales y asesores externos.-

El grupo permanente estará compuesto de dos titulares y dos suplentes en representación de la Secretaría de Estado de Agricultura y Ganadería. Sus miembros serán designados por el Ministro de Economía y Trabajo a propuesta de dicha Secretaría de Estado.-

Los representantes provinciales serán designados por el Ministro de Economía y Trabajo, a propuesta de los gobernadores de las provincias en que se desarrolle actividad petrolera y participarán exclusivamente en las deliberaciones vinculadas con la jurisdicción que respectivamente les corresponda. Se designarán un titular y un suplente por cada una de dichas provincias.-

Los asesores externos serán designados por los miembros del grupo permanente en forma paritaria y a propuesta de las empresas que realicen las actividades comprendidas en la Ley 17.319 y de los superficarios. Los integrantes de la Comisión Asesora desempeñarán sus funciones honorariamente.-

Se faculta a ésta a dictar normas internas de funcionamiento y las de procedimiento a que se ajustarán las partes en sus presentaciones, encontrándose vigente en este momento la

Disposición 1/02 de la Comisión por la cual se aprueban las Normas Internas de Funcionamiento y Procedimiento.-

Se declaran también comprendidas en las obligaciones emergentes del artículo 100 a las empresas estatales, las que se sujetarán en un todo a las disposiciones del Decreto.-

En el año 1.990 se dicta el **Decreto Nº 2.117** modificando el Decreto 6.803/68, disponiendo que los importes indemnizatorios serían elaborados cada dos años, de acuerdo a la variación de los costos de producción considerados para su determinación, que elaborará a tal efecto el Servicio Nacional de Economía y Sociología Rural. Los valores que surjan de la determinación bianual se actualizarán mensualmente, con fechas del 1 de cada mes en base a los índices de variación de precios de los productos que en cada caso corresponda.-

Actualmente vigentes se encuentran los **Decretos 860/96 y 861/96**, para la Región Sur y la Región Cuyana Neuquina respectivamente, los cuales especifican que las empresas que dentro del régimen de las Leyes Nº 17.319 y 21.778 desarrollan actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos en las zonas respectivas, que de común acuerdo con los propietarios de los fundos superficiarios sobre los que se desarrollan las actividades petroleras, opten según lo establecido en el artículo 100 de la ley 17.319, por los valores determinados por el Poder Ejecutivo Nacional, para el pago en concepto de servidumbres y daños causados a los fundos superficiarios por dichas actividades, deberán pagar las indemnizaciones que se determinen con arreglo a lo dispuesto en cada uno de los Decretos.-

En el caso específico de la Región Cuyana Neuquina el **Decreto 2.000/93** había determinado los valores indemnizables para dicha zonas, pero la variación de los mismos motivó su reemplazo por el Decreto 861/96.-

El artículo 38 del Decreto 860 y el 42 del 861 prevén que las actualizaciones mensuales de los valores a las que alude el Decreto 6.803, si correspondieren, se efectuarán mediante Resoluciones Conjuntas de las Secretarías de Energía y de Agricultura, Pesca y Alimentación.-

En virtud de dicha atribución, por **Resolución Conjunta 147/02 y 197/02** de la Secretaría de Energía y de la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca y Alimentos, se reajustaron los valores indemnizatorios fijados en el Decreto 860/96 para la Región Sur a partir del 1º de julio de 2.002 en concepto de lucro cesante y daños emergentes inherentes a las actividades hidrocarburíferas en un 144,6% para una de las zonas especificadas en el mismo y en un 145% para las restantes.-

Los valores indemnizatorios fijados en el Decreto 860 en concepto de gastos de control y vigilancia se reajustaron a partir del 1º de julio de 2.002 en un 249% para la primera de las zonas y en un 234% para la segunda de ellas y en un 227% para la tercera.-

Por su parte, en la **Resolución Conjunta 195/03 y 409/03** de la Secretaría de Energía y de la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos se reajustan los valores indemnizatorios fijados en el Decreto N° 861 para la Región Cuyana y Neuquina a partir del 1º de julio de 2.002 en concepto de lucro cesante y daños emergentes inherentes a las actividades hidrocarburíferas en tierras de secano entre un 134,5 y un 92,1% de acuerdo a las zonas. Los gastos de control y vigilancia se reajustan a partir de la misma fecha entre un 333,7 y un 301,4% de acuerdo a cada una de las zonas que el Decreto prevé.-

Actualmente los valores vigentes son los contenidos en las Resoluciones Conjuntas N° 147 y 197/02 y 195 y 409/03, las cuales han sido ratificadas a través del **Decreto N° 12/05**.-

Los valores contenidos en los Decretos 860 y 861 de 1.996 no han sido aceptados por las empresas petroleras, que prefieren negociar particularmente con los interesados, celebrando convenios de servidumbres que contemplan montos diferentes y las modalidades propias de cada propiedad. Estos convenios se renuevan periódicamente.-

Frente a las quejas de los superficiarios de no recibir una indemnización completa bajo la vigencia de estas normas, el **Proyecto de Ley de Hidrocarburos**, ha modificado la forma de determinar el monto de las indemnizaciones incorporando al texto de la ley un nuevo artículo, mediante el cual se establece que la reparación a los propietarios deberá ser completa y se determinará de acuerdo a como dicho artículo lo dispone. El propietario podrá adoptar los valores que, con carácter zonal, establezca el Ente Federal de los Hidrocarburos. Si las partes no llegan a un acuerdo sobre los valores, la Autoridad de Contralor, previa audiencia de conciliación, deberá fijar el monto indemnizatorio dentro de los 30 días corridos de comunicada la falta de acuerdo de una de las partes. Esta decisión podrá ser recurrida ante el juez competente de la jurisdicción, dentro de los 15 días de notificadas las partes. Hasta que se obtenga la decisión judicial firme, los permisionarios y concesionarios abonarán a cuenta las sumas fijadas por la Autoridad de Contralor. Además, se prevé que los ocupantes de tierras fiscales puedan reclamar las indemnizaciones si acreditan derechos suficientes de posesión de dichas tierras.-

Normas Ambientales aplicables durante la exploración y explotación de hidrocarburos:

Por medio de la **Resolución 252/93** de la Secretaría de Energía se aprobaron las “Guías y Recomendaciones para la ejecución de Estudios

Ambientales y Monitoreos de Obras y Tareas”, de acuerdo a lo requerido por la **Resolución 105/92** a través de la cual se aprueban las “Normas y Procedimientos para Proteger el Medio Ambiente durante la Etapa de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, en el marco de las obligaciones impuestas a los permisionarios y concesionarios por el artículo 69 de la Ley 17.319.-

La Resolución 105/92 es de aplicación obligatoria para toda empresa, concesionario o permisionario, operadores, cuya actividad se encuentre sujeta a jurisdicción nacional y tenga a su cargo la exploración y explotación de hidrocarburos o la realización de proyectos y/o ejecución de obras en relación con dicha exploración o explotación.-

La Secretaría de Energía, por intermedio de la Dirección Nacional de Recursos, debe controlar el cumplimiento de la Conservación del Medio Ambiente durante las operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, tanto en Áreas Continentales como en la Plataforma Marítima de todo el territorio de la República Argentina, ejerciendo las funciones de Autoridad de Aplicación para esos fines.

Con ese objetivo, la Secretaría de Energía dicta las Normas y Procedimientos que regulan la protección ambiental, durante las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos y que deberán ser cumplidas por todas las empresas petroleras permisionarias, concesionarias, operadores de áreas, sean de origen nacional o extranjero o unión transitoria de empresas que actúen en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos.

Estas normas se basan en los estudios realizados por el Instituto Argentino del Petróleo y contenidos en la "Guía de Recomendaciones para proteger el Ambiente Natural durante el desarrollo de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos", preparado por dicha institución a solicitud de esta Secretaría.

Las Normas deberán cumplirse en términos razonablemente perentorios de acuerdo al buen criterio de la Autoridad de Aplicación en beneficio de la

protección ambiental, dado el mérito y oportunidad de implementación de cada una de estas medidas que deberá ser acorde con el resultado del análisis y relevamiento de cada área, tanto en la etapa de exploración como la de explotación de hidrocarburos, cuya responsabilidad le compete a la Autoridad de Aplicación para su cumplimiento.

Por lo tanto, además de la observancia surgida de estas Normas para proteger el Medio Ambiente, cada grupo de operadores petroleros antes mencionado, deberá cumplir con los siguientes procedimientos básicos para proteger el medio natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos:

- A) Estudios Ambientales Previos
- B) Monitoreo de las Obras y Tareas

Etapa de Exploración

El Estudio Ambiental Previo, en la etapa de exploración, será preparado antes de que se perfore el primer pozo exploratorio en el área asignada. Tiene como objeto dar recomendaciones para prevenir y reducir el impacto ambiental que puede generarse con la perforación exploratoria.

Dicho Estudio Ambiental Previo a la perforación del pozo exploratorio, será preparado por profesionales que acrediten comprobada idoneidad en la materia. La Dirección Nacional de Recursos abrirá un Registro de Consultores con el objeto de darle al operador un listado de los posibles responsables de la ejecución del Estudio Ambiental Previo.

Los alcances del Estudio Ambiental Previo a la perforación del pozo exploratorio, deberá reducirse sólo al área de influencia de la zona elegida para la ubicación del pozo exploratorio y deberá contemplar principalmente las condiciones naturales superficiales y las del subsuelo inmediato para prevenir o reducir el impacto ambiental.-

Una vez finalizado el Estudio Ambiental Previo a la perforación del pozo exploratorio, el operador del área de exploración deberá enviar una copia del trabajo a la Dirección Nacional de Recursos para su evaluación y posterior archivo. Los gastos originados por este Estudio Ambiental Previo serán por cuenta del operador del área de exploración.

Al comenzar la perforación y hasta el abandono del pozo si es que resultara estéril, se procederá al Monitoreo de las Obras y Tareas tendientes al cuidado ambiental.-

La Autoridad de Aplicación, coordinará con los organismos provinciales, el Monitoreo de las Obras y Tareas durante la perforación del pozo exploratorio, para lo cual deberá comunicar al operador, el nombre de la o las personas designadas quienes llevarán a cabo dicho monitoreo.

En caso de que no exista un organismo provincial con personal idóneo para estas tareas, el operador del área deberá contratar estos servicios a terceros, previa comunicación de la Autoridad de Aplicación para así, proceder a contratarlo.

El informe sobre el Monitoreo de Obras y Tareas durante la perforación del pozo exploratorio, deberá ser presentado por el operador a la Autoridad de Aplicación (Secretaría de Energía, a través de la Dirección Nacional de Recursos) a los treinta días de finalizadas las operaciones de perforación y ensayos.

En los casos de Monitoreo se lleve a cabo por cuenta de la Autoridad de Aplicación, directamente o a través de las Provincias, le será remitido al propio operador, una copia del informe correspondiente, inmediatamente después de los treinta (30) días de finalizadas las tareas de perforación y ensayo.

Los gastos que originen el Monitoreo de Obras y Tareas durante la perforación de exploración, serán por cuenta de la Autoridad de Aplicación, las provincias, o el propio operador, según fuese el caso.

Las Provincias, podrán por su cuenta, monitorear las obras derivadas de la actividad de registración sísmica, con aviso previo al contratista del operador responsable del área de exploración que cumpla con estas tareas.

Etapa de Explotación

Se deberá preparar un Estudio Ambiental Previo del área donde se verificó un hallazgo de hidrocarburos mediante el pozo o los pozos exploratorios en una determinada zona, para indicar un diagnóstico ambiental y formular recomendaciones a seguir durante la etapa de explotación con la finalidad de evitar o minimizar el impacto que sobre el medio ambiente puedan provocar las obras correspondientes al desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos.

El Estudio Ambiental Previo al desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos deberá ser de mayor envergadura de aquel correspondiente al pozo exploratorio.-

El momento de iniciar el Estudio Ambiental Previo será dentro de los tres meses a partir de producido el hallazgo y la evaluación del descubrimiento y deberá ser presentado a la Autoridad de Aplicación a los seis meses de iniciado el mismo para su evaluación.-

Para la ejecución del Estudio Ambiental Previo, el operador del área a explotar deberá contratar —a su exclusivo costo— los servicios de grupos consultores de reconocida idoneidad sobre el tema, sean éstos argentinos o extranjeros, pero siempre ajustándose a las normas que aquí se dan.

En aquellos yacimientos descubiertos antes de la promulgación de estas normas, el operador del área de explotación, cualquiera fuese la situación contractual, deberá presentar dentro del año de promulgadas, un Estudio Ambiental de la zona en explotación para dar un diagnóstico ambiental y la recomendación de las obras que corrijan eventuales impactos al medio ambiente en el área del yacimiento.

Para este último caso, el operador deberá presentar copia del Estudio Ambiental al término del plazo indicado más arriba, o en caso de haber ya realizado estudios similares, el operador del área en desarrollo podrá presentar copia de los estudios ambientales dentro de los tres meses de promulgadas las normas para que la Autoridad de Aplicación evalúe dichos estudios y participe en el análisis de las obras que pueden mejorar el medio ambiente o corrijan eventuales daños ambientales por prácticas no consideradas en el pasado.

Tanto para el caso de futuros yacimientos como para los que actualmente se encuentren en explotación, se deberá cumplir con un Monitoreo anual de Obras y Tareas, que tenga como finalidad proteger el medio natural y el área y zonas de influencia a raíz del desarrollo del yacimiento.

El Monitoreo Anual de Obras y Tareas, deberá ser realizado por consultores que hayan demostrado experiencia sobre protección ambiental durante la etapa de la explotación de hidrocarburos y deberán ser contratados por los operadores responsables de la explotación de hidrocarburos.

El informe correspondiente al Monitoreo Anual de Obras y Tareas durante la etapa de explotación de hidrocarburos, deberá ser presentado a la Autoridad de Aplicación al año de promulgadas las normas. La Autoridad de Aplicación evaluará dicho informe haciendo conocer al operador del área en explotación, sus comentarios al respecto.

El resto de la Resolución continúa con las distintas normas aplicables a los distintos tipos de instalaciones y operaciones que deben llevarse a cabo en cada una de las etapas del desarrollo de un yacimiento, cuyo análisis excede el objeto de esta investigación.-

Continuando con la enumeración normativa en materia ambiental, por medio de la **Resolución N° 341/93** se aprueba el “Cronograma y Normas para el Reacondicionamiento de Piletas y de Restauración de Suelos” contaminados con petróleo como resultado de las actividades de exploración y explotación y a través de la **Resolución 342/93** se aprueba la “Estructura de los Planes de

Contingencia” que de acuerdo a la Resolución 252/93 deben presentar las operadoras de yacimientos para evaluar los daños potenciales, detallar las medidas preventivas y la organización de respuestas previstas, así como los medios de control a proveer.-

La **Resolución N° 143/98** aprobó las “Normas y Procedimientos para el Aventamiento de Gas”, siendo las mismas de aplicación obligatoria para todos los operadores, concesionarios de explotación y permisionarios de exploración de la Ley N° 17.319. Las solicitudes de excepción al cumplimiento de los límites permitidos, deberán ser presentadas, por los operadores, a la Subsecretaría de Combustibles, las que incluirán la documentación y los datos necesarios para su evaluación. Dicha documentación y los datos deberán ser actualizados semestralmente al 31 de mayo y al 30 de noviembre de cada año.

En el año 2004 la Secretaría de Energía dictó la **Resolución 24** por medio de la cual se regulan los procedimientos a seguir por las operadoras ante la ocurrencia de incidentes mayores o menores, aprobando las “Normas para la Presentación de Informes de Incidentes Ambientales”.-

Deroga ciertos artículos de la **Resolución 342/93** sin afectar la aprobación de la “Estructura de los Planes de Contingencias”.-

En la misma fecha (12 de enero de 2.004) se dicta la **Resolución 25/04** que sustituye a la **Resolución 252/93** y aprueba las “Normas para la Presentación de los Estudios Ambientales correspondientes a los Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación de Hidrocarburos”. Asimismo, deroga la **Resolución 27/93** por la cual se creaba el Registro de Consultores en Control y Evaluación Ambiental en las Etapas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos ya que, en la práctica, planteó dificultades de actualización y mantenimiento, por lo que el criterio de selección de los profesionales que realicen los Estudios Ambientales requeridos es de exclusiva responsabilidad de los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación de hidrocarburos.-

A través de la **Resolución N° 785/05** se creó el “Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus Derivados”, se aprobó el reglamento respectivo y se creó el Registro de Empresas aplicable al Programa.-

La **Disposición N° 123/06** de la Subsecretaría de Combustibles aprobó las “Normas de Protección Ambiental para los sistemas de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias”, siendo de cumplimiento obligatorio para todas las personas que soliciten o detenten la titularidad de una concesión de transporte de hidrocarburos líquidos por oleoductos, poliductos o terminales en el marco de la Ley N° 17.319 y el Decreto N° 44/91.-

**NORMAS
DICTADAS
POR EL
ESTADO
PROVINCIAL**

NORMAS DICTADAS POR EL ESTADO PROVINCIAL

Ley 1.283³⁰ – Ratificación del Acta de Constitución de la OFEPHI

Por medio de esta norma, sancionada el 20 de diciembre de 1.990, la Provincia de La Pampa, ratifica el Acta Convenio suscripta en la ciudad de Buenos Aires el 6 de mayo de 1.988 entre los Estados Provinciales productores de hidrocarburos, por la cual quedó definitivamente constituida la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI), la cual actúa como organismo interjurisdiccional de asesoramiento en la materia.-

Su sede se encuentra en la ciudad de Mendoza, y dentro de sus funciones se encuentra la de efectuar un control efectivo sobre los pagos que en cualquier concepto debe efectuar el Estado Nacional a las Provincias por la explotación o extracción de hidrocarburos. Se permite, de acuerdo a lo establecido en su estatuto, la inclusión de las provincias no productoras de hidrocarburos, que estén desarrollando tareas de exploración, como miembros adherentes, con voz, pero sin voto. Los gastos de funcionamiento del organismo y los programas anuales de realizaciones comunes serán soportados proporcionalmente entre los Estados Miembros.-

Se encuentra integrada por las provincias de Mendoza, Salta, Jujuy, Formosa, Neuquen, Río Negro, Santa Cruz, La Pampa, Chubut, Santa Fé, Chaco y Tierra del Fuego.-

Ley 1.431³¹ – Adhesión Provincial a la Ley Nacional N° 24.145

El 12 de noviembre de 1.992 se sanciona esta Ley a través de la cual se adhiere a las disposiciones de la Ley Nacional 24.145, se acepta la consolidación total de la deuda por regalías de hidrocarburos y la forma de pago prevista en el artículo 19 de la mencionada norma (entrega de acciones

³⁰ Publicada en el B.O. el 25/01/91.-

clase B de YPF SA y/o Bonos de Consolidación de Regalías de Hidrocarburos). Asimismo, se ratifica el acuerdo suscripto el día 20 de agosto de 1.992 entre el Estado Nacional y la Provincia de La Pampa, por medio del cual las partes manifiestan la intención de no extender más allá del 31 de diciembre de 1.992 la transferencia de yacimientos de hidrocarburos al dominio público de las Provincias y, en el plazo que va hasta dicha fecha, todos los proyectos de exploración, que dentro del marco de la Ley 17.319 se emprendan, contarán con la participación de la Provincia en la designación de las áreas que se encuentran en su territorio y en la determinación de las regalías.-

Las partes arriban a una única suma comprensiva de todos y cada uno de los reclamos administrativos y/o judiciales habidos o que pudieran existir a la fecha, en la suma de \$120.000.000 con cuyo pago quedarán definitivamente canceladas las diferencias, implicando el desistimiento de la provincia de la acción y del derecho de todos los reclamos relativos a regalías, no teniendo nada más que reclamar.-

Sin perjuicio de los reconocimientos efectuados, la cláusula octava del acuerdo estipula que los puntos precedentes tienen carácter de pre-convenio y queda sujeto en su validez:

- a la aprobación de los organismos provinciales correspondientes, lo cual puede considerarse en el caso cumplido por medio de la ley analizada,
- a la sanción y promulgación del proyecto de ley remitido por el Poder Ejecutivo Nacional al Congreso de la Nación con fecha 21 de agosto de 1.991, referido a la regulación del dominio de los yacimientos de hidrocarburos y reconversión de YPF SA.-

En el supuesto de no cumplirse las condiciones enumeradas las partes expresan que este principio de acuerdo quedará sin valor alguno, y no podrá ser invocado como antecedente de ninguna especie.-

³¹ Publicada en el B.O. el 27/11/92.-

Por último, el artículo 4 transfiere, a título gratuito, a YPF SA el dominio de los inmuebles propiedad del Estado Provincial donde se encuentren asentadas instalaciones fijas de la citada empresa.-

Ley 1.441³² – Ratificación del Convenio para el Contralor Técnico Operativo de la Producción de Hidrocarburos

Ratifica el Convenio para el Contralor Técnico Operativo de la Producción de Hidrocarburos suscripto el 3 de julio de 1.992 entre la Secretaría de Hidrocarburos y Minería de la Nación y la Provincia de La Pampa, homologado por **Decreto Provincial Nº 1.536/92.-**

Designa a la Dirección de Minería como la encargada de ejercer el poder de policía en materia de hidrocarburos líquidos y gaseosos en todo el ámbito de la Provincia asumiendo en consecuencia las funciones que tomó a su cargo la provincia en el convenio ratificado.-

Se consideran inherentes al poder de policía, y por lo tanto serán facultades de la Autoridad de Aplicación, entre otras:

- 1) La inspección y control de los yacimientos, pozos, baterías y toda instalación que esté vinculada a la producción, refinería, plantas separadoras de gases, almacenamiento, comercialización, transporte de cualquier medio, de hidrocarburos,
- 2) Exigir a todo concesionario y/o contratista de los yacimientos la presentación de declaraciones juradas de producción de hidrocarburos en el modo y plazo que se determine
- 3) Requerir a los titulares de los yacimientos que realicen su explotación en forma individual o asociada, y a las autoridades nacionales pertinentes en su caso, toda la información que permita corroborar o controlar los volúmenes de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos producidos,

³² Sancionada el 26/11/92 y publicada el 23/12/92.-

- 4) Efectuar inspecciones y mediciones para controlar la veracidad de la información suministrada por las empresas. Asimismo, podrá requerir documentación de contratistas y/o subcontratistas que presten servicios u obras, vinculadas directa o indirectamente con la producción de hidrocarburos para los titulares de los yacimientos,
- 5) Efectuar, toda vez que se considere necesario, inspecciones para determinar el buen uso del recurso hidrocarburífero en lo que hace a las técnicas de perforación y/o explotación,
- 6) Controlar los valores de producción de petróleo y gas, evitando bajo cualquier condición aventamientos no autorizados de la fracción gasífera de los hidrocarburos,
- 7) Exigir a las empresas concesionarias o contratistas de las áreas información sobre nuevos trabajos, sean éstos de exploración y/o explotación, como así también aquellos tendientes a la protección ambiental.-

Los concesionarios y/o contratistas deberán adoptar las medidas necesarias para evitar la degradación del ambiente respetando la legislación vigente. Deberán asimismo evitar la contaminación de los acuíferos superiores, controlar los derrames de hidrocarburos en boca de pozos, baterías, oleoductos, gasoductos, plantas de bombeo, estaciones terminales, plantas separadoras, refinerías, también las purgas de agua de formación y deshidratación, las que deberán ser resumidas o reinyectadas previo a su tratamiento.-

Los términos del Convenio para el Contralor Técnico Operativo de la Producción de Hidrocarburos serán analizados más adelante (pág. 79), sin perjuicio de aclarar en esta instancia que la implementación del control que se delega en la Provincia se lleva a cabo a través de la Inspección de Hidrocarburos instalada en la localidad de 25 de Mayo, la cual funciona bajo las órdenes que le imparte la Dirección de Minería como Autoridad de Aplicación Provincial.-

Ley 1.758³³ – Incorporación del CO.IR.CO al Sistema de Contralor Técnico Operativo de la Producción de Hidrocarburos

Como complemento específico de la norma anterior se dicta el 31 de julio de 1.997 la Ley Provincial 1.758 en la cual se aprueba el Acta Acuerdo suscripta entre las provincias de Neuquen, Mendoza, La Pampa, Río Negro y Buenos Aires, el Presidente del Comité de CO.IR.CO (Comité Interjurisdiccional del Río Colorado), en representación del Ministerio del Interior y la Subsecretaría de Combustibles de la Nación, mediante la cual se incorpora a CO.IR.CO al sistema de contralor técnico operativo de las actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos, regulados por la Ley 17.319, en el ámbito de la Cuenca.-

El Acuerdo tiene su motivación en los siniestros registrados donde la normativa vigente no contemplaba adecuadamente un mecanismo que priorizara las tareas de prevención, optimizando los medios que garantizaran una eficaz y rápida fiscalización de las actividades hidrocarburíferas, a fin de preservar la calidad de los recursos naturales. La cuenca hídrica del Río Colorado es un recurso de vital importancia para la región pues abastece necesidades de irrigación para las actividades agrícola-ganaderas y de agua potable para los pueblos y ciudades a sus márgenes por lo tanto es altamente sensible y vulnerable a los incidentes contaminantes.-

En la mencionada cuenca se llevan a cabo intensas actividades para la explotación de hidrocarburos, las que han causado, en reiteradas oportunidades incidentes contaminantes, con el consiguiente deterioro del recurso, afectando lo derrames a los intereses de más de una provincia, creando una problemática interjurisdiccional.-

³³ Publicada en el B.O. el 5/09/97.-

Desde 1.977 funciona el Comité Interjurisdiccional del Río Colorado, órgano que es integrado por el Estado Nacional y las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquen, Mendoza y Río Negro, siendo necesaria su participación dada la competencia en su faz territorial y teniendo en cuenta que las empresas operadoras han desarrollado un Plan de Contingencias Regional, el cual se encuentra bajo la supervisión del mencionado Comité.-

Por medio del Acta Acuerdo se constituye conjuntamente con la Subsecretaría de Combustibles una Comisión Técnica Fiscalizadora, la cual ejercerá las funciones de Autoridad de Aplicación en los aspectos referentes en la presentación del recurso hídrico compartido en el ámbito de la Cuenca del Río Colorado, verificando técnicamente las actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos que se desarrollen allí, pudiendo coordinar el control con cada provincia productora ribereña.-

La Comisión y cada Provincia deberán labrar actas de infracción y efectuar las imputaciones a las empresas infractoras, las cuales serán elevadas a la Secretaría de Energía a los efectos de la recepción de los descargos pertinentes.-

Ley N° 2.203³⁴ – Faculta al Poder Ejecutivo a llamar a Licitación Pública Nacional e Internacional para otorgar Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación, Almacenaje y Transporte de Hidrocarburos en distintas áreas ubicadas en la Provincia:

De acuerdo a su artículo 1° se autoriza al Poder Ejecutivo a llamar a licitación pública nacional e internacional para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en las áreas Salinas Grandes, Gobernador Ayala, Puelén, Bañados del Atuel, Sierra del Nevado, Medanita Sur, Curacó y Macachín. Asimismo, se autoriza al Ejecutivo a subdividir y/o modificar las áreas mencionadas de acuerdo a criterios técnicos y estratégicos más convenientes a los intereses provinciales, a los efectos de realizar más de una licitación de las mismas.-

Asimismo se establecen en el artículo 3° ciertas pautas y condiciones a las que debe sujetarse el procedimiento licitatorio, como por ejemplo, el sistema de presentación de la oferta con un mínimo de dos sobres, elaboración de los pliegos de bases y condiciones contrato

conforme a la Ley N° 17.319 y sus reglamentaciones, conforme lo dispone el artículo 1° del Decreto N° 546/03, el objeto del contrato será la adecuada exploración, proporcional al área en cuestión y la extracción del mayor volumen, racional y económicamente posible, de hidrocarburos, asegurando la optimización de la extracción final de los mismos en las áreas mencionadas.-

El Poder Ejecutivo podrá imponer el pago de un derecho de entrada al área, a cargo del adjudicatario.-

El concesionario de explotación pagará mensualmente al Estado Provincial, en concepto de participación y/o regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos y gaseosos extraídos, un porcentaje mínimo del doce por ciento (12 %). El Poder Ejecutivo podrá reducir dicho concepto hasta el cinco por ciento (5 %) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos previa ratificación legislativa.

Deberá preverse la transferencia sin cargo a la Provincia de todas las instalaciones necesarias para mantener el área en condiciones de operatividad, en los casos de rescisión del contrato no imputable a la Provincia y en caso de extinción del plazo.

Se establecerá un plazo máximo para la restitución total del área no explotada.-

Las empresas adjudicatarias de la licitación y todas aquellas que en calidad de contratistas o subcontratistas, realicen en forma subsidiaria y/o complementarias, trabajos en las áreas licitadas conforme en artículo 1° de la presente Ley, deberán privilegiar en su dotación personal domiciliado realmente en la Provincia de La Pampa.-

El plan de trabajo que deberán presentar los oferentes estará sujeto a los plazos establecidos en el artículo 23 de la Ley Nacional 17319 para el primer período de exploración.-

El permisionario y/o concesionario deberán entregar periódicamente al Poder Ejecutivo la información y/o documentación técnica y económico-financiera que le sea requerida. En caso de producirse descubrimiento de hidrocarburos, el titular del permiso de exploración procederá de acuerdo a lo establecido en la Ley Nacional 17319.-

El Poder Ejecutivo designará una Comisión a fin de que actúe como Comisión de Precalificación y Preadjudicación en cada licitación, la que además prestará asesoramiento hasta que el Poder Ejecutivo lo determine. El Poder Ejecutivo, por intermedio del Ministerio de la Producción y/o de la Comisión a que se refiere en el párrafo anterior, periódicamente informará a la Cámara de Diputados o a su requerimiento, sobre la evolución del proceso licitatorio, su adjudicación y demás acciones posteriores.-

³⁴ Sancionada el 13/10/05 y publicada en B.O. 28/10/05.-

Ley N° 2.318³⁵ – Declarando de Interés Estratégico distintas Areas para el Desarrollo de la Política Hidrocarburífera Provincial.-

Esta ley declaró de interés estratégico para el desarrollo de la Política Hidrocarburífera Provincial, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7³⁶ de la **Ley N° 2.225**, las áreas de Gobernador Ayala 1, Gobernador Ayala 4, Gobernador Ayala 5, Gobernador Ayala 6, Salina Grande 8, Salina Grande 9, Salina Grande 10, Salina Grande 11, Salina Grande 12 y Macachín Norte.-

De acuerdo a dicha declaración, el Poder Ejecutivo podrá otorgar a la empresa PAMPETROL S.A.P.E.M. permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte respecto de las áreas detalladas precedentemente.-

A esos efectos se facultó al Poder Ejecutivo Provincial a establecer el porcentaje que la empresa PAMPETROL S.A.P.E.M. abonará en concepto de regalía durante el permiso de exploración y en la concesión de explotación de las áreas estratégicas mencionadas.-

Decreto N° 458/05:

Este Decreto aprobó la reglamentación parcial de la Ley N° 1.914, Ley Ambiental Provincial, en lo relativo a las “Normas y Procedimientos para regular la Protección Ambiental durante la Exploración y Explotación de Hidrocarburos” y faculta al Subsecretario de Ecología a establecer nuevos procedimientos o normas ambientales a cumplir por parte de las Empresas dedicadas a la actividad hidrocarburífera, o la adopción de medidas extraordinarias, en caso que determinados ecosistemas se caractericen por una alta sensibilidad ambiental a determinadas operaciones de exploración y explotación, dictando a sus efectos las recomendaciones pertinentes.-

Asimismo, se crea el Registro de Control Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera, en el cual deberán inscribirse las empresas que desarrollen actividades en la Provincia de La Pampa, dedicadas a las actividades de exploración, perforación, explotación, mantenimiento, almacenamiento y/o transporte de petróleo crudo, dentro de los treinta (30) días corridos a partir de la publicación del Decreto en el Boletín Oficial de la Provincia.-

³⁵ Sancionada el 21/12/06 y publicada en el B.O. 5/01/07.-

³⁶ A través de dicha Ley se creó la Empresa Pampeana de Petróleo PAMPETROL S.A.P.E.M. y según su artículo 7: *“El Poder Ejecutivo otorgará a la Sociedad los permisos de exploración y las concesiones de explotación, almacenaje y transporte en relación con las áreas que considere estratégicas para el desarrollo de una política hidrocarburífera provincial”.*

Las empresas operadoras que actualmente se encontraran operando en el área, contarán con un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia del presente para acreditar el cumplimiento de sus disposiciones. A solicitud de parte interesada, y cuando los motivos lo justifiquen, dicho plazo podrá ser prorrogado por otro que no supere los seis (6) meses, a criterio de la autoridad de aplicación.

Decreto N° 298/06³⁷:

Teniendo en cuenta que la actividad hidrocarburífera, en lo atinente a su impacto ambiental, constituye un emprendimiento o sector de producción económica de significativo riesgo, este Decreto reguló los límites para parámetros físicos y químicos de los residuos petroleros, en orden a la mitigación de sus potenciales riesgos e impactos para el ambiente.-

Decreto N° 142/07³⁸:

Luego de la sanción de la Ley N° 26.197, la Provincia de La Pampa, a través de su Poder Ejecutivo, procedió al dictado del Decreto N° 142/07 de fecha 2 de febrero de 2.007 por el cual se creó la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería en el ámbito del Ministerio de la Producción.-

Para ello se encontraba facultado por la Ley Provincial N° 1666 "Orgánica de Ministerios", en su artículo 6° establece la facultad del Poder Ejecutivo Provincial de crear, reestructurar, fusionar, subdividir o disolver los organismos de la Administración hasta el nivel de Subsecretaría inclusive, pudiendo disponer el pase de organismos a dependencias de otros Ministerios.-

La actividad hidrocarburífera en la Provincia de La Pampa se ha intensificado notoriamente en las áreas tradicionalmente explotadas, incrementándose la producción y un 500 % la percepción de recursos en concepto de regalías y participación en la producción al erario provincial.-

Esta actividad incluso se menciona en el decreto se verá incrementada como consecuencia de las licitaciones de exploración de la áreas determinadas por la Ley N° 2203, por los permisos otorgados a Pampetrol S.A.P.E.M., dentro del marco previsto por la Ley N° 2225, por la actividad de nuevas concesiones nacionales que recientemente han iniciado sus operaciones y por la administración del resto de las áreas con potencial hidrocarburífero.-

³⁷ Dictado el 14 de marzo de 2.006 y publicado en el Boletín Oficial el 23 de marzo del mismo año.-

Sumado al vasto desarrollo hidrocarburífero provincial, la sanción de la Ley Nacional N° 26.197, implica la transferencia a las provincias petroleras de los permisos de exploración y las concesiones de explotación localizadas en cada una de las Provincias, haciendo realidad el dominio originario de los recursos naturales en su territorio reconocido por la Constitución Nacional.-

La Ley Nacional N° 26197 dispone asimismo que las Provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio y la administración sobre los yacimientos, lo que incrementará las tareas al ejercer de pleno derecho el control de los permisos de exploraciones y concesiones de explotación de hidrocarburos otorgados o aprobados por el Estado Nacional.-

Al momento del dictado del Decreto la Dirección de Minería era el único organismo con competencia para realizar los controles mencionados precedentemente, incluyendo, además, los restantes yacimientos de, minerales enumerados por el Código de Minería y Leyes complementarias. Específicamente la Dirección de Minería dependiente de la Subsecretaría de Industria y Comercio - Ministerio de la Producción - tiene a su cargo actuar como organismo centralizado, y conocer y decidir en todos los asuntos sobre permisos y concesiones mineras para la adquisición, explotación y aprovechamiento de las sustancias minerales de la Provincia con sujeción al Código de Minería y Leyes complementarias.-

Asimismo, la Dirección de Minería se consideró eficientemente dotada para su labor administrativa, debiendo intensificarse su tarea en los aspectos de promoción de la actividad minera, evaluación de los recursos y desarrollo industrial de los recursos primarios, resultando necesario generar un impulso en dichas acciones.-

Dado el volumen de importancia adquirido por la actividad hidrocarburífera, y anexas, resulta necesaria la creación de un organismo especializado que tenga exclusiva competencia sobre los permisos de exploración y concesiones de explotación actuales y futuros sobre áreas petroleras y gasíferas en la Provincia de La Pampa.-

Dado el organigrama actual, una modificación mínima de la estructura administrativa, consistente en la creación de una Subsecretaría y una Dirección, permitirá, consideró el Decreto analizado, optimizar los recursos que hagan posible abordar la problemática y aumentar la eficiencia de la administración en esta materia

En virtud de las consideraciones precedentes se procedió a la creación de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, en el ámbito del Ministerio de la Producción, transfiriéndose a la misma la actual Dirección de Minería que hasta la fecha dependía de la Subsecretaría de Industria y Comercio.-

³⁸ Publicado en el Boletín Oficial el 9/02/07.-

A su vez, a través del artículo 3º, se creó la Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles en el ámbito de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería.-

Dentro de las misiones y funciones asignadas a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería se enuncian:

- Actuar, conocer y decidir en todos los asuntos referidos a permisos y concesiones para la adquisición, exploración, almacenaje, transporte y aprovechamiento de sustancias minerales e hidrocarburíferas de la Provincia, con sujeción a las Leyes Provinciales y Nacionales en la materia.-
- Asistir al Ministerio de la Producción en todo lo referente a la actividad hidrocarburífera y minera, y en todos los asuntos de su competencia.-
- Cumplir y llevar adelante las políticas instrumentadas a través del Poder Ejecutivo en materia de minería e hidrocarburos.-
- Proponer las medidas y acciones tendientes al desarrollo de la actividad mediante proyectos que afiancen el crecimiento de las actividades bajo su incumbencia.-
- Diagramar y ejecutar tareas que aseguren una explotación racional y sustentable de los recursos mineros e hidrocarburíferos de la Provincia.-
- Ejercer la Autoridad en materia de minería e hidrocarburos y toda aquella competencia que le fuera delegada por el Poder Ejecutivo conforme a las normativas nacionales y provinciales.-
- Celebrar convenios con autoridades nacionales, provinciales y municipales; y entidades nacionales, provinciales o municipales, públicas o privadas y con Universidades y Centros de Estudios e investigación, ad referendum del Poder Ejecutivo, donde se propicie el intercambio de información, datos estadísticos, así como la realización de estudios y trabajos, con el fin de promover la exploración y explotación de los recursos.-
- Controlar el fiel cumplimiento de los convenios y contratos celebrados por la Provincia dentro del ámbito de su competencia.-
- Asesorar al Poder Ejecutivo en todo lo relacionado a los recursos minerales e hidrocarburíferos y anexos, en los cuales tenga interés o deba ser representado ante organismos municipales, provinciales, nacionales e internacionales correspondientes. -
- Convenir, ad referendum del Poder Ejecutivo, la gestión para la obtención de cooperación o asistencia técnica o financiera para el cumplimiento de los objetivos de su cartera.-
- Promover el desarrollo y la asistencia técnica a los productores mineros y empresas prestadoras de servicios a las empresas petroleras.-
- Examinar el marco jurídico vigente en materia de los recursos minerales e hidrocarburíferos y anexos, y proponer las normas y modificaciones legales o innovaciones que fuere menester incorporar sobre el tema.-

- Proponer la preparación de campañas de propaganda para el fomento y difusión de conocimientos y prácticas concordantes con la actividad de su competencia.-
- Fomentar las acciones tendientes a fortalecer y realizar misiones comerciales y tareas de desarrollo industrial de los recursos mineros e hidrocarburíferos, con el fin de lograr un mayor valor agregado a los productos primarios obtenidos en la provincia.-
- Propiciar el establecimiento de tasas para los servicios que presta y disponer el control de la percepción de las correspondientes regalías, cánones, derechos explotación, tributos, tasas, y montos por multas, elevando el resultado de esta gestión en las áreas correspondientes.-
- Representar a la Provincia de La Pampa ante organismos nacionales e interprovinciales referidos a los asuntos de su competencia.-
- Llevar los registros que correspondieran para un adecuado control y administración de los recursos mineros e hidrocarburíferos.-
- Delegar en las Direcciones dependientes la competencia y asuntos que estime convenientes a los efectos del mejor funcionamiento y ejercicio de sus funciones.-
- Y por extensión, desarrollar las más diversas acciones con relación a los recursos mineros e hidrocarburíferos.-

A su vez, a la Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles se le atribuye:

- Asistir al Subsecretario. en los asuntos específicos bajo su órbita.-
- Propiciar el desarrollo de cada una de las áreas y, la capacitación de los agentes que las integran.-
- Controlar el cumplimiento de los compromisos asumidos por cada una de las empresas con permisos de exploración.-
- Controlar el cumplimiento de los compromisos asumidos por cada una de las empresas con concesiones de explotación.-
- Realizar el control de los procesos y volúmenes de producción.-
- Realizar el inventario de los elementos técnicos de cada una de las áreas exploradas, su archivo y uso para orientar el desarrollo de otras áreas nuevas o mejorar los procesos de las que se revirtieran al Estado.-
- Elaborar la documentación técnica y administrativa para abordar nuevas áreas.-
- Desarrollar el análisis y recomendación de políticas referidas a los biocombustibles.-
- Y por extensión, desarrollar las más diversas acciones con relación a los recursos hidrocarburíferos. –

Con dependencia directa de la Subsecretaría se prevé un *Departamento de Regalías y Control* el cual debe realizar un seguimiento técnico de las regalías mineras e hidrocarburíferas., mantener actualizada las liquidaciones mensuales bajo el concepto dinámico de las variables internacionales, regionales y de tipo de cambio, controlar la correcta liquidación de regalías, determinando previamente la producción computable, controlar la

correcta liquidación de cánones mineros y petroleros, realizar el contralor y el seguimiento de las inversiones comprometidas por los concesionarios en el área, con apoyo de la Dirección de Hidrocarburos y Biocombustibles. –

Disposiciones N° 7/07 y 8/07³⁹:

Con fecha 23 de mayo de 2.007 la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería procede al dictado de estas dos disposiciones a través de las cuales establece obligaciones a cargo de las empresas permisionarias y concesionarias que operan en la provincia de La Pampa.-

De acuerdo a la Disposición N° 7/07, las empresas que desarrollen actividades de exploración y explotación y transporte de hidrocarburos que operen en la Provincia de La Pampa, deberán suministrar cuatrimestralmente a ésta Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, la información requerida en las Resoluciones de Secretaría de Energía N° 319/93, 2057/05 y 324/06 y sus respectivos Anexos complementarios.-

De acuerdo a lo desarrollado ut supra, la Resolución N° 319/93 aprobó las normas y procedimientos para la remisión de información estadística, datos primarios y documentación técnica a la Secretaría de Energía, a las que deberán ajustarse las empresas y/o consorcios permisionarios de exploración, concesionarios de explotación y de transporte, refinadoras y comercializadoras de hidrocarburos. Las disposiciones de la resolución no son limitativas de la facultad de solicitar toda otra información que la autoridad de aplicación considere necesaria para el cumplimiento de sus funciones, dentro del marco de la ley 17319.-

A su vez, la Resolución N° 2.057/05 introdujo distintas modificaciones a la Resolución N° 319/93 y la Resolución N° 324/06, por su parte, establece la obligación de las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos de presentar en forma anual la información correspondiente a las reservas comprobadas, no comprobadas y recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a las áreas de las cuales sean titulares, la que deberá estar certificada por auditores externos a dichas empresas. Las presentaciones se deben efectuar conforme con lo establecido en la Resolución N° 319/93.-

Continuando con el análisis de la **Disposición N° 7/07**, las empresas deberán también brindar a la Subsecretaría la siguiente información documentada de interés particular, a saber:

a) Composición del personal que trabaja en la empresa en relación de dependencia, cantidad de contratados. Convenios Colectivos de Trabajo que los rigen.-

b) Empresas contratistas y subcontratistas que se desempeñan en el sector, indicando si son locales, nacionales o extranjeras; descripción del servicio que prestan y/o actividades que desarrollan: personal vinculado a la misma, domicilio, teléfono y dirección de e-mail.-

³⁹ Publicadas en el Boletín Oficial el 8/06/07.-

La información que se requiere, será suministrada con carácter de declaración jurada, firmada por representante con poder suficiente y certificada por Escribano Público. Dicha información deberá ser presentada también en soporte magnético.-

Se otorga un plazo de 30 días, a fin de dar cumplimiento a lo establecido precedentemente, contados a partir de la notificación de la disposición.-

A través de la **Disposición N° 8/07** las empresas dedicadas a las actividades de exploración y explotación que operen en la Provincia de La Pampa, cuando suministren información referente a obras que realicen, deberán hacerlo utilizando el sistema de referencia WGS 84 con proyección Gauss Kruger en segunda y tercera faja.-

**ANALISIS
DE LA
CONCESION
25 DE MAYO
MEDANITO**

ANALISIS DE LA CONCESION 25 DE MAYO – MEDANITO

Origen

En el territorio de la Provincia de La Pampa se encuentra en explotación el **Area 25 de Mayo – Medanito**, la cual es compartida con la Provincia de Río Negro y es operada actualmente por la empresa Petrobras Energía SA.-

Sin embargo, originariamente, el yacimiento fue explotado por la Compañía Naviera Perez Companc Sociedad Anónima, Comercial, Financiera, Inmobiliaria, Minera, Forestal, Agropecuaria y Bidas Sociedad Anónima, Petrolera, Industrial y Comercial, de acuerdo al **Contrato N° 23.338** suscripto con YPF SE el día 11 de diciembre de 1.984 y aprobado por el **Decreto Nacional N° 3.870/84**⁴⁰, el cual consideró que se tornaba necesario ponderar la suscripción de nuevos contratos en el marco de la locación de obra, teniéndose en cuenta especialmente el amparo de los intereses del comitente YPF SE, ya que de tal manera se resguardaban los intereses de la Nación. La contratación directa que se propiciaba con estas empresas encontraba justificación normativa en las disposiciones internas del Reglamento de Contrataciones de YPF, cuando existen razones de manifiesta ventaja técnica, económica o financiera que revelaban la conveniencia de prescindir del concurso o la licitación. De acuerdo a lo dispuesto por el artículo 98 inc. g) de la Ley 17.319 es facultad del Poder Ejecutivo Nacional aprobar los contratos que YPF celebre con terceros en relación a las zonas que le fueran reservadas de acuerdo a dicha Ley.-

A través del **Contrato N° 23.338** YPF encomendaba al contratista la ejecución de la obra de extracción de hidrocarburos en el área del contrato. A tal fin el contratista llevaría a cabo la extracción de los hidrocarburos líquidos y gaseosos de las estructuras y/o entrampamientos del área del contrato, de acuerdo con las técnicas más racionales y eficientes, incluida la recuperación

⁴⁰ Publicado en Boletín Oficial N° 25.574 – Año XCII – 14/12/84.-

asistida de hidrocarburos, cuando las características del área así lo justificaran.-

El contratista no adquiriría ningún derecho de dominio sobre los hidrocarburos que se extrajeran, debiendo ser entregados a YPF en las condiciones que se establecen en el contrato.

El contrato tenía un plazo de duración de quince años a contar de la fecha de comienzo de vigencia del mismo. Dicho plazo podía ser prorrogado por un total de seis años más, sin necesidad de aprobación posterior del Poder Ejecutivo Nacional.-

A la terminación del contrato por vencimiento del plazo, todas las construcciones o instalaciones de propiedad del contratista realizadas con motivo del mismo, necesarias para mantener el área en las mismas condiciones de operación existentes en ese momento, pasarían a ser propiedad de YPF sin cargo alguno.-

Los materiales, equipos e instalaciones de propiedad de YPF que hubiesen sido entregados al contratista conforme al inventario realizado deberán ser devueltos en todos los casos en igual estado al que se hallaban en el momento de ser recibidos, salvo el desgaste o inutilización producidos por el uso normal de los mismos.-

El contrato se celebraba sobre la base de la autosuficiencia técnica y capacidad económica y financiera del contratista para cumplir con las obligaciones que asumía.-

Dentro de las obligaciones establecidas a cargo del contratista se encontraba:

- a) Aportar la tecnología, capitales y demás inversiones, así como la dirección técnica y ejecutiva que fueren necesarias para el debido cumplimiento del contrato.-
- b) Proveer todos los equipos, instalaciones, vehículos, materiales, herramientas, accesorios, repuestos, etc., necesarios para el mismo fin.-
- c) Ejecutar sus tareas con arreglo a las técnicas más racionales y eficientes, de modo de obtener al mismo tiempo la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación económica y adecuada del yacimiento.-
- d) Emplear sólo subcontratistas que posean reconocida solvencia técnica y que actuarán bajo la exclusiva responsabilidad del contratista.
- e) Evitar daños a los yacimientos con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos.-
- f) Evitar cualquier desperdicio o derrame de hidrocarburos producidos.-
- g) Adoptar las medidas de seguridad impuestas por la legislación a fin de evitar siniestros de todo tipo.-
- h) Poner todo el cuidado y diligencia posibles para evitar la contaminación de las aguas y daños a la tierra, sembrados, cercos, haciendas, edificios y a cualquier otra propiedad de YPF o de terceros, siendo de su responsabilidad todos los daños legalmente exigibles causados a ellos por su personal y/o por el personal de los subcontratistas que emplea.-
- i) Someterse a todas las obligaciones impuestas por la Ley N° 17.319 que sean compatibles con la naturaleza de los derechos acordados por el contrato (que se trataba de una locación de obra).-
- j) Emplear, para el cumplimiento del contrato, como mínimo, el 75% de ciudadanos argentino.-
- k) Utilizar durante el desarrollo de sus actividades en el área los productos que elaborara y expendiera YPF.
- l) Comunicar a YPF cualquier cambio o modificación sustancial que se introduzca en las instalaciones de propiedad de YPF.-

m) Contratar los seguros pertinentes que amparen los equipos e instalaciones de propiedad de YPF.-

YPF por su parte se obligaba a recibir toda la producción de hidrocarburos que el contratista estuviera en condiciones de entregar, pagar al contratista los precios establecidos en el contrato, entregar al contratista la información técnica que disponga sobre las fuentes de agua existentes en el área, entre otras.-

El contratista solicitaría a YPF que ésta ejerciera los derechos que le acuerdan los artículos 66 y 67 de la Ley N° 17.319 para la constitución de las servidumbres, derechos de paso y/o tránsito, que fueren necesarios para el desarrollo de los trabajos y actividades previstas en el contrato. A su vez, estará a cargo del contratista el pago de las indemnizaciones debidas por tal motivo o por daños a los propietarios superficiarios y demás terceros afectados.-

El contratista tenía derecho y obligación de producir y entregar a YPF los volúmenes máximos de petróleo crudo de acuerdo a lo dispuesto en el contrato. Con respecto a la producción de gas natural quedaba prohibida su quema o venteo cuando ello no estuviera autorizado por normas vigentes.-

El contratista podía utilizar sin cargo los volúmenes necesarios de los hidrocarburos producidos en el área, en trabajos de reinyección para el mantenimiento de presión, gas-lift, reciclaje, perforación, terminación, reparación, intervención o estimulación de pozos, generación de energía, consumo interno de la operación y otros usos análogos. A su vez, se prohibía el uso de petróleo crudo como combustible.-

YPF debía pagar al contratista por la ejecución del contrato, en concepto de retribución única, los importes en pesos argentinos establecidos en el

artículo 12 del contrato en función de los volúmenes extraídos y entregados en los lugares y condiciones especificados en el contrato.-

Previa autorización expresa de YPF, y sin que ello implique modificación del contrato que requiera aprobación del Poder Ejecutivo Nacional, cada una de las empresas contratistas podía ceder total o parcialmente los derechos y obligaciones que surjan del contrato a favor de terceros que reúnan aptitudes técnicas y económicas aceptables a juicio de YPF.-

Posteriormente, por **Decreto N° 1.509/88**⁴¹ se aprobaron las cláusulas adicionales que YPF suscribió con las empresas contratistas, las cuales pasaron a formar parte del Contrato N° 23.338 para la extracción de hidrocarburos en el área 25 de Mayo – Medanito, y cuya suscripción había sido autorizada en forma genérica por el Poder Ejecutivo Nacional a través del **Decreto N° 1.812/87**, teniendo por finalidad obtener una producción incrementada proveniente de la explotación de las reservas adicionales a las remanentes, con el objeto de satisfacer en forma económica el mercado interno y aún generar excedentes para la exportación.-

La actividad desarrollada por YPF, ya convertida en SA, mediante los contratos de extracción de hidrocarburos fue declarada sujeta a privatización por la **Ley de Reforma del Estado N° 23.696**, autorizando al Poder Ejecutivo a realizar negociaciones tendientes a extinguir o modificar los contratos existentes y a otorgar concesiones. Por otro lado, se declaró que la política del Gobierno Nacional en materia de hidrocarburos se basaba en la desregulación progresiva e integral de la actividad que conduzca a una efectiva libre competencia, para lo cual es necesario la libre disponibilidad de la producción obtenida bajo los actuales esquemas de explotación, lo cual fue establecido por medio del **Decreto N° 1.055/89**.-

⁴¹ Publicado en Boletín Oficial del 2/11/88.-

El **Decreto Nacional 1.212/89** instruye a YPF a negociar de mutuo acuerdo con los titulares de los contratos de explotación de hidrocarburos la reconversión de los contratos de explotación al sistema de concesión o asociación.-

En ese marco, la Comisión creada por **Resolución Conjunta** de los entonces Ministerios de Obras y Servicios Públicos **Nº 124/90** y de Economía **Nº 345/90** e YPF SA han negociado con la Compañía Naviera Perez Companc y Bidas SA la reconversión del Contrato Nº 23.338 al sistema de concesión y arribado, de mutuo acuerdo, al Acta Acuerdo suscripta con fecha 17 de octubre de 1.991. Este instrumento fue aprobado por el **Decreto Nº 2164/91** el cual dispuso la conversión del Contrato Nº 23.338 en una concesión de explotación de hidrocarburos con los efectos previstos en la Ley 17.319, siendo de aplicación también lo dispuesto en los Decretos 1.055, 1.212 y 1.589 de 1.989 sobre la superficie del área correspondiente al Contrato 23.338, cuya superficie alcanza las 30.000 hectáreas.-

La concesión que se otorgaba sobre el área del Contrato Nº 23.338 era el resultado al que se arribó de mutuo acuerdo, en una negociación que tuvo como premisas el respeto de los derechos adquiridos, el régimen de libre disponibilidad de hidrocarburos y divisas, habiéndose tomado en cuenta además, el conjunto de los contratos de cada titular, las respectivas participaciones en la producción, el transporte de los hidrocarburos provenientes del área, el mantenimiento de ciertos servicios prestados por YPF, el destino de los materiales existentes en el área y otros temas específicos.-

En virtud de las premisas sobre las que se basó la negociación y las referidas atribuciones, no resultaron aplicables a la concesión resultante de la reconversión del contrato en cuestión las limitaciones establecidas en el artículo 34 y el régimen fiscal previsto en el inciso c) del artículo 56 de la Ley 17.319.-

Se otorgó por un plazo de 25 años, más su eventual prórroga de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 35 de la Ley 17.319, a partir de la vigencia del Acta Acuerdo aprobada por el **Decreto 2164/91**, lo cual ocurrió a partir del día siguiente al de la publicación en el Boletín Oficial del decreto mencionado. Asimismo se estableció que durante todo el plazo de vigencia del contrato corresponderá a YPF el dominio del 2,5% de la producción neta de petróleo crudo del área, que debía ser entregado por el concesionario diariamente o con la periodicidad que las partes convinieran, teniendo el concesionario la libre disponibilidad de los hidrocarburos que le pertenezcan.-

Los titulares de la concesión estarán sujetos a la legislación fiscal general que les fuere aplicable, no siendo de aplicación a los mismos las disposiciones que pudieran gravar discriminada o específicamente la persona, condición jurídica o actividad del concesionario o el patrimonio destinado a la ejecución de las tareas respectivas. Los titulares de la concesión deberán pagar el canon establecido por el artículo 58 de la Ley N° 17.319.-

El concesionario tiene a su cargo el pago de las regalías correspondientes a los hidrocarburos que le pertenezcan, calculadas en boca de pozo, aplicando el 12% sobre los precios reales obtenidos por el concesionario, de acuerdo a lo dispuesto por los artículos 59 y 62 de la Ley 17.319. El concesionario quedaba facultado a convenir con las provincias donde se encuentra localizada la explotación las alternativas de pago directo, en efectivo o en especie, que consideren recíprocamente convenientes, incluyendo las reducciones a considerar o respecto de los montos a deducir, tales como los correspondientes al tratamiento, mermas, fletes y almacenamiento. Se procederá, salvo acuerdo en contrario, al pago de las regalías en especie en los términos indicados en los artículos 60 y 62 de la ley 17.319. YPF S.A. tendrá a su cargo el pago de las regalías correspondientes a los hidrocarburos que le pertenezcan conforme a lo establecido en el Decreto y en el Acta Acuerdo que se aprobaba.-

Asimismo, el artículo 7° del Decreto estableció que la concesión de explotación quedaba excluida de las limitaciones que establece el artículo 34 de la Ley 17.319, de acuerdo al cual *“El área máxima de concesión de explotación que no provenga de un permiso de exploración, será de doscientos cincuenta (250) km². Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen.”*-

De acuerdo al artículo 8 del Decreto, y conforme lo dispone el artículo 37 de la Ley 17.319, los equipos, materiales, instalaciones y obras incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión, serán transferidos por el concesionario a favor de YPF S.A., sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen a la finalización de la concesión junto con la reversión del área.-

El artículo 37 mencionado dispone que *“La reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización que le atribuye el artículo 6° o de otros derechos subsistentes.”*

Debe entenderse que dicha reversión, como así todos los elementos mencionados en el artículo 8 del Decreto analizado lo serán ya a favor de la Provincia de La Pampa, en virtud de la vigencia de la Ley N° 26.197.-

Continúa el **Decreto N° 2164/91** disponiendo que en los casos previstos en el artículo 85 de la Ley Nacional de Hidrocarburos (anulación, caducidad o extinción de la concesión), el área y los materiales mencionados en dicha norma, quedarán asignados de pleno derecho a YPF S.A., disposición con respecto a la cual cabe realizar la misma observación que la efectuada en el párrafo anterior.-

El concesionario continuará obligado al pago de las indemnizaciones por daños a los propietarios, superficiarios u otros afectados con motivo de la realización de sus trabajos y actividades, constitución de servidumbres, derechos de paso y/o tránsito, incluyendo las devengadas y pendientes de pago a la fecha de entrada en vigencia del Acta Acuerdo aprobada.-

Especial aclaración estableció el artículo 11, de acuerdo al cual el concesionario tendrá la libre disponibilidad de los hidrocarburos gaseosos que a la fecha se produjeran en el área que contengan hasta 4ppm de SH₂ medidos en batería. El gas natural contaminado superior a dicho contenido de ácido sulfhídrico será captado en batería por las provincias de Río Negro y La Pampa, como aportes al programa de desacidificación, según lo dispuesto por la **Resolución N° 27/91** de la Subsecretaría de Combustibles de la Nación y los Convenios de YPF S.A. y Gas del Estado con las Provincias de Río Negro y La Pampa. El concesionario tendrá la libre disponibilidad de la totalidad de los hidrocarburos gaseosos provenientes de nuevos desarrollos y descubrimientos. Si el concesionario decidiera no captar el gas de libre disponibilidad, se lo ofrecerá a las Provincias de Río Negro y La Pampa quienes podrán disponer de él en forma automática. En todos los casos el concesionario deberá atenerse a las disposiciones vigentes sobre venteo de gas.-

Sin perjuicio de las aclaraciones existentes en el texto, se declara aplicable a la concesión la Ley 17.319 y sus decretos reglamentarios.-

Posteriormente, la empresa Bidas SA cambió su denominación social a Ambas S.R.L y Perez Companc se transformó en Sociedad Anónima simplemente.

La participación que tenían las partes en la concesión de explotación era del 50% cada una. Mediante un acuerdo celebrado entre ellas, Ambas S.R.L. cedió la totalidad de la participación a Pérez Companc S.A.-

Por medio de la **Decisión Administrativa Nº 119/99** se autorizó a Ambas SRL a ceder la totalidad de su participación, derechos, títulos, intereses y obligaciones que tenía en el área 25 de Mayo – Medanito a Perez Companc SA, quedando ésta con una participación del 100%, al reunir las condiciones requeridas por la Ley 17.319 para ser titular de la concesión de explotación.-

La autorización que se otorgaba tenía un plazo de validez de 60 días desde la publicación en el Boletín Oficial de la Decisión Administrativa, al cabo de los cuales caducaba. En ese plazo cedente y cesionaria debía presentar a la autoridad de aplicación la escritura definitiva de cesión, a los fines de la efectiva vigencia de la misma.-

Luego de ello, la empresa Perez Companc modifica su razón social a Pecom Energía, procediendo posteriormente a la venta de sus activos, principalmente energéticos, a la compañía brasilera de petróleo Petrobrás Energía S.A., quien se encuentra actualmente a cargo de la operación del área 25 de Mayo - Medanito.-

De acuerdo a publicaciones realizadas recientemente por el Gobierno Provincial⁴² el yacimiento 25 de Mayo – Medanito, a pesar de sus más de 40 años en explotación, gracias a las nuevas tecnologías de desarrollo y recuperación secundaria sigue siendo el yacimiento más importante de la

Provincia, desde el punto de vista productivo, con una producción diaria superior a los 1.700 metros cúbicos de petróleo.-

Asimismo, en dicha publicación se informó que la Provincia de La Pampa quedó sexta en el mes de octubre en la producción de crudo. La Pampa, una de las 10 provincias productoras de este recurso en el país, superó en producción inicialmente a Jujuy y Formosa, para ubicarse últimamente en un escalón superior al de las provincias de Salta y Tierra del Fuego

También se encuentra a cargo de la empresa Petrobrás en el territorio de la Provincia de La Pampa el **Area CNQ-9 Jagüel de los Machos** la cual fue adjudicada en el marco del Concurso Público Internacional N° 1/90 en el cual se licitaron áreas denominadas de interés secundario. Las adjudicaciones se realizaron por medio de la **Resolución 463/90** del Ministerio de Obras y Servicios Públicos y se otorgaron diversas concesiones sobre distintas áreas a través del **Decreto N° 1.769/90**, el cual aprobaba las adjudicaciones realizadas. En ese momento resultó adjudicataria la Compañía Naviera Perez Companc S.A.C.F.I.M.F.A de, entre otras, una concesión de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos sobre el área Jagüel de los Machos bajo el régimen de la Ley 17.319, debiendo abonar por dicha adjudicación la suma de U\$S 3.000.000.

Actuaciones Provinciales

Con relación a la concesión de explotación sobre el área 25 de Mayo - Medanito, a nivel provincial, se ha analizado el expediente N° 6.037/91 de la Mesa General de Entradas y Salidas, caratulado "*Cálculo de las Regalías a abonar respecto del área "25 de Mayo – Medanito"*", el cual, al momento de estudio, se encontraba conformado por trece cuerpos (promedio de doscientas a doscientas cincuenta fojas cada uno).-

⁴² Noticias Oficiales del 13/11/07 publicada en www.lapampa.gov.ar

Asimismo, de acuerdo a lo informado por la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, desde el momento de su creación, se procedió a la conformación de un nuevo expediente, cuyo número asignado es el 7.208/07, caratulado "*Control de*

Producción y Regalías Area 25 de Mayo – Medanito – Petrobrás Energía S.A.", a efectos de incorporar al mismo exclusivamente las liquidaciones de regalías presentadas por la operadora del yacimiento y las tramitaciones vinculadas a su control y fiscalización realizado por las áreas competentes dentro de la Subsecretaría. El expediente N° 6.037/91 ha quedado destinado para el resto de las actuaciones vinculadas al yacimiento, que no sean relativas a la producción de hidrocarburos y pago de regalías.-

Sin perjuicio de esta nueva metodología administrativa, desde el mes de noviembre de 1.991 en el expediente mencionado se fueron incorporando todas las actuaciones vinculadas a nivel provincial con el yacimiento 25 de Mayo – Medanito.-

Durante muchos años el expediente sólo se encontró conformado por las liquidaciones de regalías adjuntadas por las empresas operadoras, incluso a partir de la vigencia de la Resolución SE N° 155/92 se encuentran adjuntados todos los anexos respectivos que exigía esta norma para el cálculo y liquidación de las regalías correspondientes y con respecto a los hidrocarburos gaseosos, a partir de la vigencia de la Resolución SE N° 188/93 se adjuntan los anexos correspondientes a esta norma.-

Además de las liquidaciones de regalías adjuntadas por las empresas Perez Companc y Bidas, haciéndolo cada una de ellas por separado con respecto al porcentaje que detentaban de la concesión analizada, se incorporaban copia de las constancias de depósito de los importes correspondientes y un pase al Departamento Técnico de la Dirección de Minería para que controle, informe y archive las liquidaciones correspondientes.-

El Departamento Técnico por su parte informaba el monto de los depósitos efectuados por cada una de las empresas, continuando seguidamente la incorporación de las nuevas liquidaciones correspondientes al mes siguiente.-

En el Cuerpo I (que abarca los meses de septiembre de 1.992 a febrero de 1.994) se observa por primera vez una nota del Ministerio de Economía de la Provincia de La Pampa dirigida a la Secretaría de Energía de la Nación donde se informaba la impugnación de la liquidación correspondiente al mes de marzo de 1.992 por considerar excesivo el tiempo de almacenaje calculado, sin que existan al respecto más actuaciones vinculadas a dicho reclamo.-

En marzo de 1.996 se le requiere a la empresa Pérez Companc discrimine en las liquidaciones los volúmenes y el valor al mercado interno y externo para cumplir con el Anexo II de la Resolución N° 155/92.-

En febrero de 1.997 por primera vez consta en el expediente provincial la comunicación de la empresa Perez Companc sobre un incidente ocurrido en el yacimiento, sobre el cual también se produce un informe de la inspección provincial.-

En el mes de abril de 1.997 se adjunta por primera vez un Monitoreo de Obras y Tareas correspondiente al año 1.996 realizado por la operadora del yacimiento, conforme a las exigencias establecidas por la legislación nacional.-

En diciembre de 1.999 se comienzan a informar las coordenadas de los pozos a perforar por la operadora, que en esta instancia lo era en un cien por cien Pérez Companc en virtud de la cesión de derechos y acciones efectuada con Ambas S.R.L. -

A partir del año 1.992 la información brindada por la empresa concesionaria se incrementa, recibiendo en la dependencia provincial informes correspondientes a: perforación de pozos, reubicaciones de los mismos, venteos programados, su horario y cantidad de metros cúbicos, incidentes, ensayos de pozos, gas quemado en los venteos, entre otros.-

Los informes vinculados a los venteos efectuados por la empresa concesionaria se enmarcan en las exigencias establecidas por el artículo 8 de la **Resolución N° 143/98** (*“Los aventamientos accidentales de gas, que resulten como consecuencia de averías en plantas o equipos, tales como los de tratamiento o de compresión, son considerados incidentes contaminantes, por lo que las empresas operadoras de dichas plantas o equipos, deberán cumplir con lo dispuesto por la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 342 de fecha 1 de noviembre de 1993.”*) y 2 y 3 de la **Resolución N° 342/93** (*“Artículo2: A partir de la fecha de publicación de esta resolución en el Boletín Oficial, las compañías operadoras de áreas de exploración y explotación, deberán informar a la Dirección Nacional de Recursos, dentro de la VEINTICUATRO (24) horas, la ocurrencia de incidentes que afecten o puedan afectar recursos naturales y/o de valor socio-económico. El informe incluirá mención específica del Plan de Contingencia que se esté aplicando, así como las medidas programadas de mitigación y de prevención de mayores daños. Artículo 3: Las compañías operadoras deberán presentar, a la SECRETARIA DE ENERGIA, un informe final del incidente que deberá incluir la información descripta en el Anexo II, dentro de los TREINTA (30) días de finalizadas las tareas de control de la contingencia.”*)⁴³.-

⁴³ Debe tenerse en cuenta que los artículos transcritos se encuentran actualmente derogados por la Resolución N° 24/04.-

Con respecto a las coordenadas de los pozos informados por la concesionaria, el área de Catastro Minero cumplimentaba la secuencia administrativa detallando si los mismos se encontrarían dentro del área asignada.-

Asimismo, se encuentran incorporadas notas remitidas por el Director Nacional de Recursos Hidrocarburíferos y Combustibles comunicando el otorgamiento de excepciones a los límites de venteo, indicando pozos, yacimiento y copia de las Disposiciones que otorgan la excepción informada. En los anexos de las disposiciones correspondientes se informa: empresa operadora, área o yacimientos, pozos autorizados, volumen en metros cúbicos por día, motivo de la excepción, plazo de la misma y garantías exigidas al concesionario.-

A fines del año 2.002 comienzan a adjuntarse periódicamente informes elaborados por la inspección provincial comunicando incidentes, pozos parados, derrames ocurridos y las correspondientes contestaciones de la empresa operadora brindando las explicaciones correspondientes.-

En el año 2.003 el Director de Minería comunica a la Dirección Nacional de Recursos Hidrocarburíferos preocupación por diferencias entre el precio de venta de petróleo producido en el yacimiento y los valores del WTI desde enero de 2.002.-

En el mes de junio de 2.003 Nación informa que se dio vista para descargo a la concesionaria, se detectaron irregularidades y por el inciso c) I del artículo 56 de la Ley 17.319 y artículos 9 y 10 de la Resolución N° 155/92 se intimó para pagar la reliquidación enviada.-

De acuerdo al artículo 56 inciso c) apartado I: *“Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación estarán sujetos, mientras esté vigente el permiso o concesión respectivo, al régimen fiscal que para toda la República se establece seguidamente:...c) La utilidad neta que obtengan en el ejercicio de su actividad como permisionarios o concesionarios, queda sujeta al impuesto especial a la renta que se fija a continuación. A tal efecto, dicha utilidad neta se establecerá con arreglo a los principios que rigen la determinación del rédito neto para la liquidación del impuesto a los réditos estatuido por la ley 11.682 (t. o. 1960 y sus modificaciones) cuyas normas serán aplicables en lo pertinente con sujeción a las siguientes disposiciones especiales. I. El precio de venta de los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros. En caso de que exista vinculación económica entre el concesionario y el comprador, no se fije precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización, el precio se fijará conforme al valor corriente del producto en el mercado interno al tiempo de enajenarse o industrializarse. En caso de exportación de hidrocarburos, su valor comercial a los efectos de este artículo se fijará en cada oportunidad sobre la base del precio real obtenido por el concesionario en la exportación, o, de no poder*

determinarse o no ser razonable, fundándose en precios de referencia que se establecerán periódicamente y para lo futuro sobre bases técnicamente aceptables.”

Conforme a los artículos 9 y 10 de la **Resolución N° 155/92**: *“Cuando la provincia acreedora considerase que el valor informado por el concesionario para el cálculo de las regalías no refleja el precio real del mercado, dentro de los veinte (20) días corridos de recibida la referida información deberá formular la observación correspondiente al concesionario adjuntando los fundamentos de la misma. En un plazo no mayor de diez (10) días corridos desde la fecha de notificación el concesionario deberá presentar las declaraciones o probanzas necesarias que avalen el precio declarado. De no resultar tales declaraciones o probanzas satisfactorias, la provincia elevará a la Secretaría de Energía las actuaciones del caso para su resolución, comunicándole fehacientemente su desacuerdo al concesionario. Si la Secretaría de Energía encontrara que el concesionario ha liquidado indebidamente a la Provincia, fijará el “valor boca de pozo”, procediendo a la reliquidación e imponiendo al concesionario las sanciones que correspondieren. Si por el contrario el concesionario hubiera liquidado correctamente a criterio de la Secretaría de Energía, la Provincia podrá optar por el pago en especie o continuar recibiendo la liquidación en las condiciones anteriores. En caso de opción por el pago en especie se seguirá el procedimiento fijado por el decreto 1671/1969, en cuanto a modos y plazos. Si como consecuencia de la aplicación del artículo precedente, la Secretaría de Energía fijara un “valor boca de pozo”, éste será de aplicación sobre los volúmenes totales del mes y los concesionarios ajustarán el pago de las regalías respectivas en la forma y modo que disponga dicho organismo.”*

Ante la falta de contestación al reclamo efectuado se reitera la inquietud por parte del Director de Minería provincial a la Secretaría de Energía de Nación comunicando además que se han girado las actuaciones a la Fiscalía de Estado de la Provincia y la Secretaría de Energía informa que se volverá a intimar y si no se obtiene respuesta de la concesionaria, se aplicarán las sanciones previstas en la Ley 17.319 y el **Decreto Nacional N° 2.271/94**.-

De acuerdo a este Decreto se fijan los valores de las multas cuya aplicación prevé el artículo 87 de la Ley Nacional de Hidrocarburos, los cuales oscilarán entre \$2.097 y \$209.750.-

En abril de 2.004 el Subsecretario de Combustibles comunica al Gobernador de la Provincia el dictado de la **Resolución N° 277** de la Secretaría de Energía de fecha 2 de abril del mismo año.-

Dicha resolución se dicta en el marco del expediente 798/04 del registro del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios del Estado Nacional, el cual se origina en razón de un reclamo presentado por la Provincia de La Pampa, la cual pone de manifiesto que en función de estudios realizados por funcionarios de la Dirección de Minería, los precios

de venta del petróleo crudo producido en los yacimientos "25 de Mayo – Medanito" y "Jagüel de los Machos" habrían verificado, a partir de enero de 2.002, notorias variaciones en la relación histórica que mantenían frente al crudo tipo "West Texas Intermediate".-

De acuerdo a lo especificado por la resolución, la ex Dirección Nacional de Recursos Hidrocarburíferos y Combustibles emite una nota en abril de 2.003, solicitando a la empresa Pecom Energía S.A., en su carácter de concesionaria de explotación de los yacimientos involucrados, que informe la razón de la situación planteada por la Provincia de La Pampa.-

La empresa contesta la citada nota adjuntando copiosa información relacionada con sus operaciones de venta y arguyendo que las liquidaciones de regalías se realizaron, como siempre lo habían hecho, sobre la base de lo efectivamente facturado.-

Del informe producido en la órbita nacional sobre la base de la documentación adjuntada por la empresa concesionaria, surge con claridad que la empresa declaró como ventas al mercado interno auténticas Transferencias Sin Precio (TSP), las que, conforme lo dispuesto por la Resolución N° 155/92 deben ser declaradas separadamente.-

Asimismo, el informe advierte que, por un lado, las ventas a las que la empresa debería haber categorizado en sus declaraciones como Transacciones Sin Precio (TSP) fueron realizadas todas por valores más bajos que las restantes operaciones y por el otro, en las ventas al mercado externo se detecta también vinculación entre el concesionario y el comprador.-

Dichas circunstancias advertidas por el informe fueron comunicadas por la ex Dirección Nacional de Recursos Hidrocarburíferos y Combustibles a la empresa Pecom Energía S.A., intimándola en consecuencia a reliquidar en un plazo de diez días la producción de las áreas involucradas conforme el cálculo que se le adjuntó con la nota el cual expone la deuda al 15/06/03.-

La mencionada nota e intimación no fue contestada por la empresa. En septiembre de 2.003 se reitera la intimación efectuada a la empresa Pecom Energía S.A. y/o Petrobrás Energía S.A., otorgando un plazo perentorio de 48 horas hábiles, bajo apercibimiento de aplicar las sanciones correspondientes.-

La empresa Petrobrás Energía S.A. contesta la intimación comunicando su disconformidad con la liquidación efectuada y agregando en forma extemporánea un supuesto intento de acercamiento a la provincia de La Pampa reclamante de las regalías adeudadas.-

También surge del informe mencionado que la empresa concesionaria ha omitido declarar en sus operaciones de venta de crudo las transferencias sin precio (TSP) producto de la integración de Pecom Energía S.A. con Refinería San Lorenzo primero y con Petrobrás Energía después.-

Del análisis de los precios declarados y de la información entregada surge una dispersión de los precios frente a los de la Cuenca Neuquina, cuestión que no sólo afecta al erario público, sino que incide directamente en el cálculo de los valores promedio de la Cuenca en cuestión, que reúne la explotación de hidrocarburos en las provincias de La Pampa, Neuquén, Río Negro y Mendoza.-

Habiendo sido intimada la empresa concesionaria al pago de las regalías liquidadas en la órbita nacional, y no dando cumplimiento a ello, la Secretaría de Energía, en el marco de lo dispuesto por el artículo 84 de la Ley Nacional de Hidrocarburos, certifica a favor de la Provincia de La Pampa, la deuda que en concepto de regalías mantiene con ella la empresa Petrobrás Energía S.A. por la producción de petróleo crudo en los yacimientos "25 de Mayo – Medanito" y "Jagüel de los Machos" correspondiente al período diciembre 2.001 – diciembre 2.002 por un capital de \$1.419.771 más sus intereses al 15/03/04 por un valor de \$682.482 lo que totaliza a la fecha mencionada un monto de \$2.102.253, permitiendo de esa forma a la provincia a proceder a ejecutar su acreencia por la vía de apremio.-

Se intima a la empresa concesionaria a abonar a la Provincia de La Pampa el monto adeudado, con sus intereses a la fecha de la cancelación, en un plazo de diez días de notificada la Resolución, bajo apercibimiento de dictar la caducidad de las concesiones de explotación de los yacimientos en cuestión.-

En virtud de haber verificado en las actuaciones nacionales la reiterada y manifiestamente voluntaria omisión por parte de la empresa concesionaria de declarar las transacciones sin precio en violación a lo instruido por la Resolución N°155/92, agravado ello por las diferencias detectadas en el cálculo de las liquidaciones de regalías y por la aplicación reiterada de tipos de cambio distintos al establecido en la mencionada Resolución, a lo que se agrega la conducta claramente reticente por parte de la empresa a someterse a las intimaciones de la autoridad de aplicación, sin esbozar argumento alguno que intente justificar su conducta, se resolvió aplicarle una sanción pecunaria de \$209.750, monto máximo previsto por el Decreto N° 2.271/94.-

Notificada de la resolución, la empresa procedió a abonar el monto adeudado en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 2 de la misma.-

A partir del año 2.004 (Cuerpo IX) se observan mayores requerimientos formulados desde la órbita provincial al concesionario del yacimiento, tales como solicitud de informes vinculados a la cantidad de empleados domiciliados en nuestra provincia, de inversiones realizadas en el área a partir del 10/12/03, exigencia de explicaciones con respecto a incidentes ocurridos en el área, intimaciones fehacientes vinculadas con la eliminación de ductos emplazados en zonas no permitidas de acuerdo a la **Resolución N° 105/92**, solicitud de reliquidación de regalías por diferencias generadas por la aplicación de la **Resolución N° 85/03**.-

A través de esta última resolución se homologaron las "Bases para el Acuerdo entre Productores y Refinadores para la Estabilidad de los Precios del Petróleo Crudo y de las Naftas y el Gas Oil" de fecha 2 de enero de 2003.-

Estableció que para el cálculo y liquidación de regalías de petróleo crudo correspondiente a operaciones de compra y venta realizadas en el marco del "Acuerdo de Bases", se utilizará el valor resultante de aplicar, en la respectiva fórmula contractual de determinación de precio, el "WTI Establecido" de U\$S 28.50 por barril, teniendo en cuenta lo siguiente:

- a) Lo precedentemente establecido sólo será aplicable por aquellos productores que acrediten las operaciones de compra y venta realizadas en el marco del "Acuerdo de Bases" mediante la declaración jurada establecida en el artículo 5º de la resolución.
- b) El régimen establecido será de aplicación durante la vigencia del "Acuerdo de Bases".

A su vez, lo establecido en la resolución para el cálculo y liquidación de regalías del mercado interno no regirá para aquellos productores que no realicen operaciones de compra y venta en el marco del "Acuerdo de Bases". En dicho caso el valor del WTI a considerar para el pago de regalías será el emergente de cada contratación, salvo que el precio sea cuestionado por las Provincias en uso de sus facultades legales.

También estarán exceptuadas de la resolución las regalías correspondientes a operaciones de exportación de petróleo crudo, las que continuarán liquidándose en relación con los precios pactados en los respectivos contratos, salvo que el precio sea cuestionado por las Provincias en uso de sus facultades legales.

Por otra parte, también se efectuaron reclamos a la empresa concesionaria con respecto a diferencias en el tipo de cambio para el período diciembre 2.001- mayo 2.002, las cuales fueron encausadas en reclamos conjuntos con el resto de las provincias productoras a través de la Secretaría de Energía de Nación.-

A partir del mes de mayo del año 2.004 y en virtud de haber entrado en vigencia la **Resolución N° 435/04** la empresa concesionaria comienza a presentar las liquidaciones conforme a los anexos de la norma mencionada, adjuntando asimismo en forma sistemática y

permanente hasta la actualidad nota en la cual se informa que los montos indicados han sido tomando en cuenta los descuentos por gastos de tratamiento admitidos por el artículo 14 de la resolución, pero advirtiendo que el porcentaje autorizado es insuficiente, pues no cubre los gastos efectivamente incurridos en el yacimiento, por lo que se solicita a la Provincia la revisión del mismo, como así también consideran que la disminución del descuento máximo al uno por ciento viola el derecho de propiedad de la compañía, reservándose el derecho de reclamar por las vías correspondientes.-

Asimismo, desde el Departamento Técnico de la Dirección de Minería se realizaron cálculos vinculados a la diferencia de las liquidaciones realizadas por la empresa Petrobrás Energía S.A., los cuales también fueron analizados en el marco de esta investigación, de donde surgen importantes diferencias entre las regalías pretendidas y las regalías efectivamente pagadas por la concesionaria.-

A esos efectos se toman como referencias: 1) el valor del WTI en dólares por barril, 2) el valor histórico del petróleo del yacimiento analizado, 3) el valor del dólar correspondiente al día de pago, de acuerdo a lo informado por el Banco Nación, 4) fletes y gastos informados por la empresa en las liquidaciones mensuales, 5) el valor boca de pozo pretendido (el cual surge del valor del petróleo correspondiente al yacimiento, convertido a metros cúbicos multiplicado por el valor del dólar al día de pago y restando el flete y gastos informados – 2x3-4), 6) la regalía en metros cúbicos informada por la empresa, 7) la regalía pagada efectivamente en pesos y 8) la regalía pretendida por la provincia en pesos, la cual surge de multiplicar el valor boca de pozo pretendido por la regalía en metros cúbicos informada (5x6).-

En noviembre de 2.003 se celebra un Acuerdo Transaccional en virtud del cual la Secretaría de Energía de Nación procedió a certificar e intimar de pago a la concesionaria, por diferencias en el pago de regalías cuyos vencimientos ocurrieron entre enero y mayo de 2002, las cuales fueron abonadas en mayo de 2.006.-

También se ha observado en materia ambiental el cumplimiento por parte de la concesionaria de las comunicaciones dispuesta por parte de normas provinciales, como por ejemplo, a través del **Decreto N° 458/05**, reglamentario de la **Ley Ambiental N° 1.914**, como así también la adaptación de instalaciones e intento de adecuaciones a lo exigido por el reglamento, presentación de Informes de Impacto Ambiental ante la perforación de pozos, planes de contingencia del yacimiento, etc.-

En enero de 2.007 se envía nota a la empresa Petrobras Energía S.A. informando que en virtud de la **Ley N° 26.197**, el Estado Provincial, a través de la Dirección de Minería, dependiente del Ministerio de la Producción, ha asumido en forma plena todos y cada uno de los derechos derivados de la mencionada norma legal, significando en consecuencia, que la provincia de La Pampa asume la función de contraparte en los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte otorgadas o a otorgarse en el futuro.-

En el mismo mes se comunica a la empresa concesionaria que el pago del canon hidrocarburífero relativo al yacimiento 25 de Mayo – Medanito que se encuentra en el territorio de la Provincia de La Pampa, deberá ser efectuado en la cuenta que se informa en la nota, con respecto al cual la empresa solicitó un plazo de diez días de prórroga a efectos de proceder al cálculo de las superficies correspondiente a cada una de las provincias que comparten el yacimiento (La Pampa – Río Negro), el cual fue otorgado.-

Dicho cumplimiento, como así también los efectos de la Ley N° 26.197 fueron publicados en el diario local “La Arena” en la edición del día 24 de agosto de 2.007 bajo el titular “*Yacimientos ya pagan canon a La Pampa*”.-

Actuaciones Nacionales vinculadas a la concesión:

De acuerdo a la información suministrada por la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería de la Provincia de La Pampa, a la fecha de presentación de este informe no obran en dicha cartera actuaciones nacionales vinculadas a la concesión en estudio.-

Como ya se adelantó en el Informe Parcial presentado, la Secretaría de Energía de la Nación ha solicitado que cada Estado Provincial elabore un listado de los expedientes administrativos correspondientes a concesiones existentes en su jurisdicción, asignando turnos para la remisión de la información a cada uno de ellos.

La remisión de la documentación, fotocopiado de expedientes y autenticación se ha organizado a través de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI).-

Actuaciones Judiciales vinculadas con la concesión:

En lo que respecta a los reclamos judiciales existentes a nivel provincial, de acuerdo a la información recabada en la Fiscalía de Estado de la Provincia, no existen acciones judiciales entabladas por el Estado Provincial contra la empresa concesionaria, aunque sí por parte de ella, relativos a multas impuestas por la Subsecretaría de Ecología y por el cierre dispuesto de la denominada “Pasarela” o “Pasarela YPF” que comunica nuestra provincia con la Provincia de Río Negro.-

**IMPACTO
PRODUCIDO
POR LA
LEY N° 25.561**

IMPACTO PRODUCIDO POR LA LEY N° 25.561:

Antecedentes Legislativos:

A través de la sanción de la **Ley N° 25.561**, sancionada el 6 de enero de 2.002, se creó un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de cinco años, conforme a lo establecido en el tercer párrafo del artículo 6° en su redacción original (hoy segundo párrafo), el cual dispone que *‘El Poder Ejecutivo Nacional podrá establecer medidas compensatorias que eviten desequilibrios en las entidades financieras comprendidas y emergentes del impacto producido por las medidas autorizadas en el párrafo precedente, las que podrán incluir la emisión de títulos del Gobierno nacional en moneda extranjera garantizados. A fin de constituir esa garantía créase un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de CINCO (5) años facultándose al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota correspondiente. A ese mismo fin, podrán afectarse otros recursos incluidos préstamos internacionales’*. Continúa el párrafo siguiente disponiendo *“En ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”*.-

Por el **Decreto Nacional N° 310** dictado el 13 de febrero de 2.002, se fijó un derecho de exportación del 20% para ciertas mercaderías incluidas en determinadas posiciones arancelarias, dentro de las cuales, se encontraban los hidrocarburos, comenzando a regir a partir del 1° de marzo de 2.002, siendo de aplicación para aquellas operaciones cuyas solicitudes de destinación de exportación para consumo se registraren ante las aduanas desde dicha fecha.

El **Decreto Nacional N° 809**, dictado el 13 de mayo de 2.002, amplió la lista de hidrocarburos y sus derivados, alcanzados por el derecho de exportación fijado en el Decreto N° 310/02. A su vez, el artículo 3° del Decreto autoriza al Ministerio de Economía a modificar la alícuota de los derechos de exportación, teniendo en cuenta su incidencia en los niveles de actividad, empleo y precios internos.-

En virtud de la delegación efectuada, a través de la **Resolución N° 337/04** del Ministerio de Economía y Producción, publicada el 11 de mayo de 2.004, se incrementó al 25% el derecho de exportación para los hidrocarburos líquidos, entre otras mercaderías, comenzando a regir a partir del día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial.-

Con respecto al gas natural, licuado y en estado gaseoso, el **Decreto N° 645** de fecha 26 de mayo de 2.004 y publicado el día 27 de mayo de 2.004, fijó un derecho de exportación para consumo del 20%. Dicho Decreto entró en vigencia al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial y autorizó, al igual que el Decreto N° 809/02, al Ministerio de Economía y

Producción a modificar la alícuota de los derechos de exportación determinados en el mismo, teniendo en cuenta su incidencia en los niveles de actividad, empleo y precios internos.-

La **Resolución N° 532** del Ministerio de Economía y Producción, vigente desde el 6 de agosto de 2.004 por el artículo 2° de la **Resolución N° 537/04**, mantiene el derecho de exportación del 25% que grava la exportación de los hidrocarburos, en los casos que el precio sea igual o inferior a dólares estadounidenses treinta y dos (U\$S 32).-

A su vez, se establece que, si el precio West Texas Intermediate (WTI) fuese mayor a U\$S 32, al derecho de exportación mencionado del 25%, se le adicionarán alícuotas progresivas que van del 3% al 20%, siendo ésta aplicable en los casos en que el barril ascienda a U\$S 45 o más.-

Para el gas natural resulta aplicable la **Resolución N° 534** del Ministerio de Economía y Producción, publicada el 25 de julio de 2.006 y vigente desde esa misma fecha, la cual fijó la alícuota del derecho que grava su exportación en el 45%, aplicable sobre el precio de venta fijado por el Convenio Marco entre la República Argentina y la República de Bolivia para la Venta de Gas Natural y la realización de Proyectos de Integración Energética de fecha 29 de junio de 2.006.-

Por el artículo 1° de la **Ley N° 26.217** se prorrogó por el término de 5 años, a partir de su vencimiento, el derecho a la exportación de hidrocarburos creado por el segundo párrafo del artículo 6° de la Ley N° 25.561 y sus modificatorias y complementarias, como así también las facultades otorgadas al Poder Ejecutivo Nacional para establecer las alícuotas correspondientes, atribuciones éstas que podrán ser delegadas en el Ministerio de Economía y Producción. De acuerdo a su artículo 2°, y hasta tanto se ejercieran las facultades previstas en el artículo anterior continuarán vigentes los Decretos N° 310/02, 809/02, Resoluciones N° 526/02 del ex Ministerio de Economía y las Resoluciones N° 335, 336 y 337 de 2.004 y 776/06 todas del Ministerio de Economía y Producción. Las disposiciones de la ley entraron en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial, ocurrida el 16 de enero de 2.007, y surtirían efecto para las operaciones cuyas solicitudes de destinación de exportación para consumo se registren ante las respectivas aduanas a partir del 7 de enero de ese año inclusive.-

Días previos a la presentación de este informe se dispone un nuevo aumento al derecho de exportación a los hidrocarburos, conforme a la **Resolución N° 394/07** del Ministerio de Economía y Producción de fecha 15 de noviembre de 2.007.-

De acuerdo a la Resolución, los precios internacionales del petróleo y sus derivados han registrado fuertes incrementos en los últimos meses, siendo por lo tanto necesario

desvincular a la economía local de dichas circunstancias, protegiendo al consumidor de los posibles perjuicios que pudieren acontecer como asimismo atenuar su impacto sobre el nivel de actividad, empleo y precios internos.

Por ello, se procedió a derogar la **Resolución N° 532/04**, se fijaron valores de referencia y de corte para los hidrocarburos en el Anexo I de la resolución y se define como precio internacional al precio de los hidrocarburos vigente en mercados de referencia considerados como tales por su representatividad y relevancia, como alternativa de exportación desde la República Argentina.

Para todos los hidrocarburos que figuran en el Anexo I de la Resolución y para el caso que el precio internacional supere o iguale al valor de referencia, la alícuota de exportación se calculará con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{P_i - VC}{VC} \times 100$$

donde:

d: Derecho de Exportación

Pi = Precio Internacional

VC = Valor de Corte

Si el precio internacional fuera inferior al valor de referencia se aplicará una alícuota del 45%.-

En el caso que el precio internacional del petróleo, fuese inferior a U\$S 45 por barril, se procederá a determinar los porcentajes a aplicar, en un plazo de 90 días hábiles.

A los efectos de aplicar el valor del Precio Internacional (Pi) de los productos incluidos en el Anexo I, la Dirección General de Aduanas, considerará las cotizaciones diarias de dicho precio. La Dirección Nacional de Refinación y Comercialización fijará diariamente el precio citado.-

Los productos incluidos en el Anexo II de la Resolución, para los cuales no se definieron valores de corte y referencia, tendrán una alícuota del derecho de exportación en porcentaje igual a la que resulte para el petróleo crudo. (Posición arancelaria 2709.00.10).

La Resolución comenzó a regir a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial, la cual ocurrió el 16 de noviembre de 2.007.-

Se adjuntan a continuación los Anexos I y II de la Resolución analizada:

ANEXO I

		En US\$/M3		En US\$/Bbl	
		Valor de Corte	Valor de referencia	Valor de Corte	Valor de referencia
2709.00	ACEITES CRUDOS DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO.				
2709.00.10	De petróleo	264	383	42	60,9
2709.00.90	Los demás	264	383	42	60,9
27.10	ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO, EXCEPTO LOS ACEITES CRUDOS; PREPARACIONES NO EXPRESADAS NI COMPRENDIDAS EN OTRA PARTE, CON UN CONTENIDO DE ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO SUPERIOR O IGUAL AL 70% EN PESO, EN LAS QUE ESTOS ACEITES CONSTITUYAN EL ELEMENTO BASE; DESECHOS DE ACEITES.				
2710.11	-- Aceites livianos (ligeros)* y preparaciones				
2710.11.10	Hexano comercial	467	677	74	108
2710.11.30	Aguarrás mineral («white spirit»)	391	568	62	90
2710.11.4	Naftas				
2710.11.41	Para petroquímica	243	352	39	56
2710.11.49	Las demás	490	711	78	113
2710.19.1	Querosenos				
2710.19.11	De aviación	437	634	70	101
2710.19.2	Otros aceites combustibles				
2710.19.22	Fuel («fuel oil»)	263	381	42	61
2710.19.29	Los demás	137	199	22	32
2710.19.3	Aceites lubricantes				
2710.19.31	Sin aditivos	759	1.101	121	175
2710.19.32	Con aditivos	1.092	1.583	174	252

27.10	ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO, EXCEPTO LOS ACEITES CRUDOS; PREPARACIONES NO EXPRESADAS NI COMPRENDIDAS EN OTRA PARTE, CON UN CONTENIDO DE ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO SUPERIOR O IGUAL AL 70% EN PESO, EN LAS QUE ESTOS ACEITES CONSTITUYAN EL ELEMENTO BASE; DESECHOS DE ACEITES
2710.11	-- Aceites livianos (ligeros) y preparaciones
2710.11.2	Mezclas de alquilidenos
2710.11.21	Diisobutileno
2710.11.29	Las demás
2710.11.5	Gasolinas
2710.11.51	De aviación
2710.11.59	Las demás
2710.11.60	Mezcla de hidrocarburos acíclicos y cíclicos, saturados, derivados de fracciones del petróleo, con un contenido de hidrocarburos aromáticos inferior al 2 % en peso, cuya curva de destilación según el método ASTM D 86 presenta un punto inicial mínimo de 70° C y una proporción de destilado superior o igual al 90 % en volumen a 210° C
2710.11.90	Los demás
2710.19.1	Querosenos
2710.19.19	Los demás
2710.19.2	Otros aceites combustibles
2710.19.21	Gasóleo («gas oil»)
2710.19.9	Los demás
2710.19.91	Aceites minerales blancos (aceites de vaselina o de parafina)
2710.19.92	Líquidos para transmisiones hidráulicas
2710.19.93	Aceites para aislación eléctrica
2710.19.94	Mezcla de hidrocarburos acíclicos y cíclicos, saturados, derivados de fracciones del petróleo, con un contenido de hidrocarburos aromáticos inferior al 2 % en peso, que destila según el método ASTM D 86 una proporción inferior al 90 % en volumen a 210° C con un punto final máximo de 360° C
2710.19.99	Los demás
27.12	VASELINA; PARAFINA, CERA DE PETRÓLEO MICROCRISTALINA, «SLACK WAX», OZOQUERITA, CERA DE LIGNITO, CERA DE TURBA, DEMÁS CERAS MINERALES Y PRODUCTOS SIMILARES OBTENIDOS POR SÍNTESIS O POR OTROS PROCEDIMIENTOS, INCLUSO COLOREADOS.
2712.10.00	- Vaselina
2712.20.00	- Parafina con un contenido de aceite inferior al 0,75 % en peso
2712.90.00	- Los demás
27.13	COQUE DE PETRÓLEO, BETÚN DE PETRÓLEO Y DEMÁS RESIDUOS DE LOS ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO.
	- Coque de petróleo:
2713.11.00	-- Sin calcinar
2713.12.00	-- Calcinado
2713.20.00	- Betún de petróleo
2713.90.00	- Los demás residuos de los aceites de petróleo o de mineral bituminoso
27.14	BETUNES Y ASFALTOS NATURALES; PIZARRAS Y ARENAS BITUMINOSAS; ASFALTITAS Y ROCAS ASFÁLTICAS.
2714.10.00	- Pizarras y arenas bituminosas
2714.90.00	- Los demás
2715.00.00	MEZCLAS BITUMINOSAS A BASE DE ASFALTO O DE BETÚN NATURALES, DE BETÚN DE PETRÓLEO, DE ALQUITRÁN MINERAL O DE BREA DE ALQUITRÁN MINERAL (POR EJEMPLO: MÁSTIQUES BITUMINOSOS, «CUT BACKS»).

Impacto producido por las Normas precedentes:

Como consecuencia de la grave crisis acaecida a finales del año 2001, se sanciona la **Ley N° 25.561** que declara la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria.-

En el artículo 6° de la ley se estipulan “...medidas tendientes a disminuir el impacto producido por la modificación de la relación de cambio dispuesta en el art. 2° de la presente ley” –recordemos que el art. 2° faculta al Poder Ejecutivo Nacional, en razón de la emergencia pública, para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias

Es el artículo 6°, actual 2° párrafo, el que modifica el escenario respecto a la percepción del cobro de regalías por las provincias petroleras, el mismo que en su parte pertinente establece: *‘El Poder Ejecutivo Nacional podrá establecer medidas compensatorias que eviten desequilibrios en las entidades financieras comprendidas y emergentes del impacto producido por las medidas autorizadas en el párrafo precedente, las que podrán incluir la emisión de títulos del Gobierno nacional en moneda extranjera garantizados. A fin de constituir esa garantía créase un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de CINCO (5) años facultándose al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota correspondiente. A ese mismo fin, podrán afectarse otros recursos incluidos préstamos internacionales’*. Continúa el párrafo siguiente disponiendo *“En ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”*.-

Debemos recordar que al momento de la sanción de la Ley 25.561, ya se encontraba vigente la reforma constitucional de 1994 que, a través del artículo 124, le otorga a las provincias el dominio sobre los hidrocarburos. Esto constituye a la Provincia de La Pampa como provincia productora a la cuál, las retenciones en las exportaciones antes descriptas, modifican e inciden sobre la producción y el mercado de sus recursos.-

Ahora bien, cómo modifica esta medida adoptada por el Poder Ejecutivo el mercado petrolero y qué perjuicio origina a esta provincia productora, es lo que se desarrolla a continuación.-

Es sabido que la liquidación de regalías se realiza en base al valor de boca de pozo de los hidrocarburos conforme lo estipulado por el art. 61 de la Ley Nacional de Hidrocarburos. Dicho valor es calculado sobre la base del precio del crudo en el mercado.

Desde la sanción de la Ley 25.561 se ha podido observar que el porcentaje de retención a las exportaciones incide directamente determinando el precio del crudo en el mercado interno. Esto significa que se fija un precio en el mercado local que concuerda con el porcentaje retenido en las exportaciones, modificando la liquidación de las regalías a percibir por las provincias productoras, incidiendo directamente en el valor de boca de pozo.

Se debe recordar que los porcentajes de las retenciones que se realizan a las exportaciones son determinados teniendo como referencia el precio del crudo WTI ("West Texas Intermediate"), conforme lo dispone la ley de emergencia. Esto produce un desconocimiento de dicho valor internacional del "Comodity" para las operaciones de mercado interno, ya que se traslada el porcentaje de retención al precio de venta en el mercado anteriormente citado.

El precio del petróleo crudo en el mercado interno se debe fijar tomando como valor de referencia el precio del petróleo crudo internacional, West Texas Intermediate (WTI) al que solo se le podrán aplicar descuentos por calidad y flete conforme la legislación vigente.-

Como consecuencia de lo expuesto, hay una clara violación del último párrafo del art. 6º de la ley 25.561 afectando y disminuyendo el valor de boca de pozo para el cálculo y pago de las regalías a las provincias. Se produce un traslado del tributo- considerado inconstitucional- a las provincias productoras, cuando la intención de la norma deja en claro que son las Empresas las que deben afrontar el tributo establecido.-

A través de las retenciones a las exportaciones el Gobierno Nacional termina perjudicando a todas las provincias hidrocarburíferas. Estas retenciones han crecido del 20 al 45%, con el propósito de desalentar los envíos de petróleo crudo al exterior y mantener estabilizados los precios internos de los combustibles líquidos.

Pero cuando se procede a hacer efectiva la liquidación de las regalías petroleras, se lo hace en base al porcentaje de las retenciones a las exportaciones, es decir, se descuenta del precio del petróleo crudo ese 45% y recién ahí se procede a calcular el porcentaje de regalías. Algo que está prohibido por la todavía vigente ley de emergencia, que en su artículo 6º expresa claramente, ***en ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.***

Por otro lado, la situación en el sector gasífero no es muy diferente a la situación petrolera. Las empresas al liquidar las regalías que le corresponden a las provincias productoras, lo hacen a un valor que no refleja el precio regional del hidrocarburo y prueba de ello, es el precio del gas al que importa la Argentina desde Bolivia, a un valor, más de tres veces superior en frontera.-

Finalidad de la Norma Legal:

De acuerdo al primer párrafo del artículo 6 de la Ley N° 25.561, *“El Poder Ejecutivo Nacional dispondrá de medidas tendientes a disminuir el impacto producido por la modificación de la relación de cambio dispuesta en el artículo 2 de la presente ley, en las personas de existencia visible o ideal que mantuviesen con el sistema financiero deudas nominadas en dólares estadounidenses u otras divisas extranjeras. Al efecto dispondrá normas necesarias para su adecuación”*.-

A su vez, el que fuera originalmente tercer párrafo del artículo 6° en estudio, hoy segundo por la derogación dispuesta por el artículo 2 de la **Ley N° 25.820**, dispone concretamente que *“ El Poder Ejecutivo Nacional podrá establecer medidas compensatorias que eviten desequilibrios en las entidades financieras comprendidas y emergentes del impacto producido por las medidas autorizadas en el párrafo precedente, las que podrán incluir la emisión de títulos del Gobierno nacional en moneda extranjera garantizados. A fin de constituir esa garantía créase un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de cinco (5) años facultándose al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota correspondiente. A ese mismo fin, podrán afectarse otros recursos incluidos préstamos internacionales”*.-

Por lo tanto, parece resultar claro de la norma legal que la exclusiva finalidad tenida en cuenta por el legislador para la creación del derecho a la exportación de hidrocarburos ha sido garantizar la emisión de títulos del gobierno nacional en moneda extranjera, siendo ésta emisión una de las medidas compensatorias autorizadas expresamente por la norma para evitar desequilibrios en las entidades financieras en virtud del impacto que puedan producir las medidas que disponga el Poder Ejecutivo Nacional para disminuir el impacto producido por la modificación de la relación de cambio en las personas de existencia visible o ideal que mantengan con el sistema financiero deudas nominadas en dólares estadounidenses u otras divisas extranjeras.-

O sea que, en la secuencia del artículo 6° analizado, en primer lugar, el legislador impone al Poder Ejecutivo Nacional la obligación de disponer medidas tendientes a disminuir el impacto producido por la modificación de la relación de cambio dispuesta en el artículo 2° de la ley, en las personas de existencia visible o ideal que mantuviesen con el sistema financiero deudas en dólares estadounidenses u otras divisas extranjeras.-

En segundo lugar faculta al Poder Ejecutivo Nacional a establecer medidas compensatorias que eviten desequilibrios en las entidades financieras comprendidas y emergentes del impacto producido por las medidas que autoriza en el primer párrafo.-

En tercer lugar, y a título de enunciación, menciona, dentro de dichas medidas compensatorias, la emisión de títulos del gobierno nacional en moneda extranjera garantizados.-

Y es justamente a fin de constituir esa garantía de los títulos del gobierno nacional que se emitan que se crea un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de cinco años, facultando al Poder Ejecutivo a establecer la alícuota correspondiente.-

Finalidad de los Decretos del Poder Ejecutivo y Resoluciones del Ministerio de Economía:

Establecida la finalidad específica que tuvo en mira el legislador al disponer la creación del derecho a la exportación de hidrocarburos, se hace necesario conocer si los fundamentos invocados y tenidos en cuenta para el dictado de los distintos Decretos y Resoluciones que han previsto las alícuotas correspondientes al mencionado derecho de exportación, se condicen y sustentan en la finalidad prevista en el artículo 6° de la Ley N° 25.561 que le diera origen.-

Y justamente dentro del esquema de todo acto administrativo, como lo son los decretos y resoluciones que han dispuesto las alícuotas aplicables al derecho de exportación de hidrocarburos, el lugar donde deben buscarse los fundamentos y la finalidad tenida en cuenta para su dictado son los considerandos, en los cuales se encuentra la motivación del acto, constituida justamente por la expresión de los antecedentes de hecho y de derecho que sustentan su dictado.-

Parecería improbable que el Poder Ejecutivo Nacional o el Ministerio de Economía por delegación de éste, no invocaran, si quiera mencionaran, la finalidad tan específica que ha tenido la ley para la creación de este tributo en la motivación del acto, cuando justamente es esa finalidad, o en verdad la búsqueda de su cumplimiento y concreción la que permite el establecimiento en primer término y modificación después de las alícuotas aplicables.-

Pero sin embargo, analizando las razones tenidas en cuenta para la determinación y modificación de las alícuotas establecidas para el derecho a la exportación de hidrocarburos se pueden mencionar las siguientes:

- **Decreto N° 310/02:** *“Que teniendo en cuenta la grave situación por la que atraviesan las finanzas públicas, resulta necesaria la adopción de urgentes medidas de carácter fiscal que permitan atender, al menos parcialmente, las erogaciones presupuestarias con recursos genuinos. Que en función de ello resulta procedente la determinación del nivel del derecho de exportación que será aplicable a ciertas operaciones”, para concluir afirmando “Que el presente se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 6° de la Ley N° 25.561”.-*

- **Decreto N° 809/02:** *“Que por medio del Decreto N° 310 de fecha 13 de febrero de 2.002, se reglamentó el artículo 6° de la Ley N° 25.561...Que la necesidad de asegurar el nivel de los ingresos fiscales y la emergencia declarada en el marco de la Ley N° 25.561, determinan la conveniencia de ampliar la lista de hidrocarburos y derivados del Decreto N° 310...que serán objeto de derechos de exportación, equiparando, además, el tratamiento fiscal del sector hidrocarburos con el resto de sectores de la economía que también han visto gravadas sus exportaciones. Que resulta conveniente que el Ministerio de Economía, se encuentra autorizado a modificar las alícuotas de los derechos de exportación sobre los hidrocarburos y sus derivados, teniendo en cuenta el nivel de actividad, empleo y precios internos.”.-*

- **Resolución 335/04:** *Menciona en su tercer considerando: “Que debido a que el precio internacional del petróleo se ha incrementado en forma considerable, resulta aconsejable incrementar los derechos de exportación que serán aplicables a las mercaderías incluidas en las posiciones arancelarias... a efectos de contribuir a un fluido abastecimiento que mantenga un volumen de oferta y un nivel de precios adecuados a las necesidades del mercado interno.”.-*

- **Resolución 337/04:** *Reiterando los fundamentos de la Resolución anterior, se invoca en sus considerandos el incremento considerable del precio internacional del petróleo, por lo que considera aconsejable aumentar los derechos de exportación que serán aplicables a las exportaciones de aceite crudo de petróleo y de mineral bituminoso a los efectos de morigerar un eventual impacto en los precios domésticos que tal situación podría provocar.-*

- **Decreto 645/04:** *Invocando la necesidad de dar un tratamiento tributario simétrico al conjunto de los productos del sector de hidrocarburos, considera conveniente fijar derechos de exportación al gas natural licuado, al gas natural en estado gaseoso y al butano en estado gaseoso y a otros gases, delegando a su vez la facultad de modificar las alícuotas al Ministerio de Economía y Producción, teniendo en cuenta el nivel de actividad, empleo y precios internos. Sin perjuicio de ello, dispone en su último considerando que el presente decreto se dicta en uso de las facultades conferidas por el artículo 6 de la Ley N° 25.561.-*

- **Resolución 532/04:** *En tres de sus considerandos se encuentran los motivos relacionados con su dictado, indicando “Que el precio internacional del petróleo ha registrado un alza considerable en el período reciente, y teniendo en cuenta que las proyecciones de mediano y largo plazo indicarían que estos movimientos son transitorios, se hace necesario desvincular a la economía local de las perturbaciones externas, de modo de aislar al consumidor de dichas fluctuaciones y atenuar su impacto sobre el nivel de actividad, el empleo y los precios internos. Que por otra parte el Estado Nacional debe procurar captar las rentas extraordinarias que se generan en diferentes sectores de actividad, en especial cuando se trata de recursos naturales no renovables. Que esta situación se manifiesta con claridad en*

el sector de hidrocarburos, teniendo en cuenta la significativa suba en el precio internacional del petróleo y que su estructura de costos no se ha visto alterada".-

- **Resolución 394/07:** Los fundamentos tenidos en cuenta para el dictado de esta Resolución han sido que: los precios internacionales del petróleo y sus derivados han registrado fuertes incrementos en los últimos meses, siendo por lo tanto necesario desvincular a la economía local de dichas circunstancias, protegiendo al consumidor de los posibles perjuicios que pudieren acontecer como asimismo atenuar su impacto sobre el nivel de actividad, empleo y precios internos.

Fundamentos de la Inconstitucionalidad planteada:

Los derechos de exportación son un impuesto a la exportación de determinados bienes. Se trata de un tributo, donde el respectivo hecho imponible estaría dado por la salida de un producto nacional o nacionalizado, para otro país, cualquiera fuere el objetivo de quien lo remite, es decir, sin tener en cuenta el negocio jurídico que determina la exportación.

Teniendo en cuenta la clasificación tradicional, se trata de un impuesto federal, vinculado al comercio exterior y de carácter real.-

De acuerdo a los artículos 4 y 75 inciso 1° de la Constitución Nacional corresponde al Congreso Nacional establecer los derechos de importación y exportación.-

Por ello, el principio de reserva de ley, o de legalidad, en materia tributaria, alude a la potestad exclusiva del Poder Legislativo para establecer prestaciones patrimoniales coactivas a la población.-

Dicho principio, que tiene jerarquía constitucional no sólo contemplado en los artículos mencionados, sino también en el artículo 17 de la Constitución Nacional, funciona como norma y recibe el nombre de reserva de ley, al preservar los aspectos sustanciales de la materia tributaria para que sean consagrados en el ámbito de la ley.-

Tal es así que si bien la doctrina concuerda en que el principio de legalidad se haya contemplado en el artículo 19 de la Constitución Nacional, dicha norma hace referencia a la ley "material", como sinónimo de norma dictada por autoridad competente, mientras que en dos campos jurídicos el principio es más estricto, al exigirse ley "formal", esto es, emanada del órgano que ejerce el poder legislativo: en el derecho penal y en el triburario.-

El principio de legalidad en la tributación quiere decir que el nacimiento de la obligación tributaria sólo debe producirse en base a la existencia de una ley formal que lo establezca, pero

además, que dicha ley debe establecer claramente el concepto del hecho imponible, definiendo los componentes del elemento objetivo del hecho generador, el elemento subjetivo del mismo, la alícuota aplicable, las exenciones objetivas y subjetivas, es decir todo aquello que resulte sustancial a la materia sobre la cual legisla.-

A su vez, y como principio rector de la interpretación de las leyes tributarias, a dicho el Tribunal Fiscal Nacional, en referencia a la Ley de Procedimiento Tributario, que “es suficientemente claro el artículo 1° de la ley 11.683, precepto que sin intentar desplazar los métodos tradicionales de interpretación del derecho, fija una prioridad en la determinación del sentido y alcance de las leyes tributarias: sus fines y significación económica...”⁴⁴.-

“Las leyes impositivas deben interpretarse atendiendo al fin de las mismas y a su significación económica. Además, toda vez que el legislador emplee nombres jurídicos conocidos, se estará al contenido que los mismos tienen en el ordenamiento jurídico, salvo que explícitamente la ley otorgue un sentido diferente”⁴⁵.-

Asimismo, y ya en consideración a un criterio aplicable a la interpretación de las normas en general la Corte Suprema de Justicia de la Nación ha declarado que: *‘En forma reiterada este Tribunal ha señalado que la primera regla de interpretación de un texto legal es la de asignar pleno efecto a la voluntad del legislador, cuya fuente inicial es la letra de la ley’*⁴⁶; y más concretamente ha puntualizado que: *“En esta tarea no pueden descartarse los antecedentes parlamentarios que resultan útiles para conocer su sentido y alcance”*⁴⁷.-

Y precisamente, a los efectos de analizar cuál fue la intención del legislador al crear este derecho a la exportación de hidrocarburos, aunque pudiera pensarse que la letra de la ley es sumamente clara a esos efectos, es necesario tener en cuenta los debates parlamentarios que se desarrollaron en el tratamiento de la ley que origina este tributo y más precisamente en el análisis legislativo del artículo 6° de la norma, en cuanto a cuál fue la finalidad o el destino que motivó la creación de las denominadas “retenciones a las exportaciones de hidrocarburos”.-

En ese marco, el diputado nacional Luis Fernando Zamora, propuso, en una evidente postura adversa al texto que se sancionara posteriormente, *“...suprimir el párrafo siguiente, que dice: “El Poder Ejecutivo Nacional podrá establecer medidas compensatorias” hasta la palabra “garantizados”, porque el Estado no tiene que hacerse cargo de los desequilibrios de los bancos, sino que estos últimos deben asumir las responsabilidades que asumieron. Allí*

⁴⁴ Tribunal Fiscal Nacional, sala A, 25/04/2002 – “Mercadotecnica Cooperativa de Trabajo Ltda.”

⁴⁵ Cámara Nacional Contencioso Administrativa Federal, sala 2° - 31/08/2000 – “Elizalde, Horacio Raúl”

⁴⁶ Fallos 297:142; 299:93; 301:460; 320:1600.-

propongo agregar lo siguiente: "Para el caso de que alguna pequeña empresa..." -estamos pensando en créditos contraídos con particulares- "...constituida en acreedor particular necesite el respaldo del Estado para evitar un desequilibrio por lo aquí dispuesto, créase un derecho a las exportaciones de hidrocarburos, carnes y granos por el término de cinco años, cuya alícuota será igual al porcentaje en el que se modifique, de acuerdo con el artículo 2°, la relación entre el peso y el dólar".

Luego sugiero que se agregue la siguiente frase: "Lo que no sea usado con este fin será destinado a financiar subsidios de formación y empleo para jefes de familia desocupados."
48

A su vez, en el análisis correspondiente al artículo 6° del proyecto de ley que fuera sancionado posteriormente, la diputada nacional Lucrecia Monteagudo, proponiendo una modificación al texto remitido por el Poder Ejecutivo, aclara que: *"...entendemos que las medidas compensatorias destinadas a evitar el desequilibrio en las entidades financieras deben limitarse a las entidades nacionales públicas y cooperativas, toda vez que las sucursales de entidades extranjeras pueden recurrir al auxilio de sus casas matrices si es que desean seguir operando en el mercado argentino."*⁴⁷.-

En la Cámara de Senadores, los debates parlamentarios coinciden con el análisis de la finalidad y las repercusiones que tendrían las medidas compensatorias autorizadas al Poder Ejecutivo Nacional para evitar el desequilibrio de las entidades financieras, al igual que lo acontecido en la Cámara de Diputados, tal es así, que el senador López Arias manifestaría al introducirse en el análisis del artículo sexto del proyecto que: *"Otra breve consideración que deseo formular es la siguiente. A mí, y creo que le ocurre lo mismo a los demás, me genera grandes dudas el tema de la posibilidad de ayudar a las entidades financieras a compensar las pérdidas derivadas de la pesificación. Sin embargo, yo voy a votar a favor por una razón muy sencilla. Si no brindáramos ese instrumento al Poder Ejecutivo, los primeros bancos que caerían serían los nacionales; ellos sufrirían el primer derrumbe. Así que creo que hay que otorgar estos instrumentos para que realmente se puedan utilizar con la prudencia debida. Pero también insisto en que nosotros estaremos facultados para controlar que realmente dicha atribución se utilice para*

⁴⁷ Fallos 182:486; 296:253; 306:1047.-

⁴⁸ Extractado de la Versión Taquigráfica de la Reunión N° 47 – 2ª. Sesión Ordinaria de Prórroga (especial) celebrada el 5/01/2002, elaborada por la Dirección de Taquígrafos de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación.-

⁴⁹ Idem anterior.-

*resguardar los derechos de quienes deben ser custodiados y no para engordar a quienes no lo merecen, dado que ya han obtenido demasiadas ganancias indebidas.*⁵⁰

La senadora Fernández de Kirchner, luego de haber escindido el contenido normativo del artículo 6° en tres aspectos diferenciados, indicó, en lo que a este análisis interesa: *“... vamos a la tercera norma que dice que el Poder Ejecutivo nacional podrá establecer medidas compensatorias que eviten desequilibrios en las entidades financieras comprendidas y emergentes del impacto producido por las medidas autorizadas en el párrafo precedente, las que podrán incluir la emisión de títulos del Gobierno nacional en moneda extranjera garantizada. Esto es, señores legisladores, emisión de títulos. Esto es endeudamiento para garantizarles a las entidades financieras que no pierdan dinero y puedan seguir funcionando. Eso es lo que dice la norma. Si las intenciones fueron otras las respeto y creo en las buenas intenciones, pero como legisladora no apruebo intenciones sino normas; y la norma dice eso. Y si estoy equivocada que algún abogado me explique por qué lo estoy.*⁵¹

Debe advertirse el especial énfasis con que los legisladores insistieron en la finalidad específica que tenía la autorización al Poder Ejecutivo Nacional para adoptar medidas compensatorias, dentro de las cuales se enumeró expresamente la creación de un derecho a la exportación de hidrocarburos. Ninguna duda cabe que ellas debían serlo para evitar el desequilibrio financiero de los bancos ante las medidas adoptadas por otros artículos de la ley. En ningún caso ni los legisladores, ni la misma norma, previeron que la finalidad fuera atender las erogaciones presupuestarias con recursos genuinos, teniendo en cuenta la grave situación por la que atravesaran las finanzas públicas⁵², ni la necesidad de asegurar el nivel de los ingresos fiscales⁵³, o a contribuir a un fluido abastecimiento que mantenga el volumen de oferta y un nivel de precios

⁵⁰ Extractado de la Versión Taquigráfica de la Reunión N° 80 – 28° Sesión Ordinaria (continuación) celebrada el 06/01/2002, elaborada por la Dirección de Taquígrafos dependiente de la Secretaría Parlamentaria del Honorable Senado de la Nación.-

⁵¹ Idem anterior.-

⁵² Del segundo considerando del Decreto Nacional N° 310/02.-

⁵³ Del tercer considerando del Decreto Nacional N° 809/02.-

adecuados a las necesidades del mercado interno⁵⁴, ni captar las rentas extraordinarias que se generan en diferentes sectores de actividad, en especial cuando se trata de recursos naturales no renovables⁵⁵.-

Conclusiones sobre el impacto producido por la Ley N° 25.561:

Es evidente con todo lo antes expuesto que tanto el Poder Ejecutivo Nacional, como el Ministerio de Economía y Producción por delegación de éste, han transgredido la finalidad que tuviera el legislador al crear un tributo, tal lo es el derecho a la exportación de hidrocarburos, en el artículo 6° de la Ley N° 25.561.

Ninguna de las normas cuya declaración de inconstitucionalidad se sostiene han siquiera reflejado tangencialmente que el destino a atribuir a lo que se recaudara por aplicación de la “retención” lo fuera a lo que el legislador había dispuesto. Muy por el contrario, en la mayoría de los casos se invocó la necesidad de auxiliar con rentas extraordinarias las finanzas públicas.-

A los fines prácticos, y sin perjuicio de eventuales acciones judiciales que pudieran plantearse exigiendo la declaración de inconstitucionalidad de las normas dictadas en consecuencia de la Ley 25.561, se ha elaborado modelo de intimación que debería cursarse mensualmente, luego de recibidas las liquidaciones correspondientes, en el marco de las normas aplicables a efectos de salvaguardar los intereses patrimoniales del Estado Provincial. El texto elaborado sería:

*“Dirijo a Uds la presente, en mi carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley 17.319, a efectos de proceder a OBSERVAR el cálculo de la liquidación definitiva de Regalías por Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos extraídos del yacimiento 25 de Mayo- Medanito SE correspondiente al mes de ----- del año -----, en los términos del **Art. 9 de la RES. SE 435/04 y Art. 7 de la RES. SE 188/93.**”-*

Motiva la presente observación el desconocimiento del precio del WTI (West Texas Intermediate) en las operaciones de ventas de hidrocarburos en el mercado interno, en porcentajes iguales a los dispuestos por retenciones a las exportaciones establecidas en los Decretos 310/02, 645/04 y Resoluciones 337/04, 532/04, 534/06, 394/07 del Ministerio de Economía y Producción.-

*Ello significa extender dichos porcentajes a la determinación del precio y posterior liquidación de regalía por las ventas efectuadas en el mercado interno, todo ello en contraposición de lo dispuesto en el art. 6 de la Ley 25.561, el cual dispone que “...**En ningún***

⁵⁴ Del tercer considerando de la Resolución N° 335/04 del Ministerio de Economía y Producción.-

⁵⁵ Del quinto considerando de la Resolución N° 532/04 del Ministerio de Economía y Producción.-

caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”.-

Se intima a Uds. a presentar, dentro del plazo de diez días corridos desde la fecha de notificación de la presente, las declaraciones o probanzas necesarias que avalen el Valor de Boca de Pozo declarado, bajo apercibimiento de proceder conforme a lo previsto en los Art. 9 in fine y Art. 10 de la RES. SE 435/04 y Art. 7 in fine y Art. 8 de la RES. SE 188/93.-

Respecto a estos últimos dos artículos se deja expresamente aclarado que esta Provincia ejercerá las facultades acordadas en los mismos a la Secretaría de Energía de la Nación. QUEDAN UD. DEBIDAMENTE NOTIFICADOS”

NOTA: LA OBSERVACIÓN DEBE SER ENVIADA DENTRO DE LOS 20 DIAS CORRIDOS DE RECIBIDA LA LIQUIDACIÓN (ART.7 188/93)

CONCLUSIONES:

De acuerdo al artículo 75 inciso 12 de la Constitución Nacional, corresponde al Poder Legislativo Nacional: *“Dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal, de Minería, y del Trabajo y Seguridad Social, en cuerpos unificados o separados, sin que tales códigos alteren las jurisdicciones locales, correspondiendo su aplicación a los tribunales federales o provinciales, según que las cosas o las personas cayeren bajo sus respectivas jurisdicciones; y especialmente leyes generales para toda la Nación sobre naturalización y nacionalidad, con sujeción al principio de nacionalidad natural y por opción en beneficio de la Argentina; así como sobre bancarrotas, sobre falsificación de la moneda corriente y documentos públicos del estado, y las que requiera el establecimiento del juicio por jurados.”*

Es en esta disposición donde se sustenta el dictado de normas nacionales que regulen la exploración y explotación de los recursos, en este caso de los hidrocarburos, justificando así la Ley N° 17.319.-

La disposición históricamente cuestionada por los Estados Provinciales y considerada inconstitucional ha sido dejada sin efecto y modificada por imperio de la Ley N° 26.197.-

Ahora bien, establecidas las normas de fondo aplicables a la exploración y explotación de los recursos hidrocarbúricos son ahora los Estados Provinciales a quienes corresponde el ejercicio de las facultades inherentes a la autoridad de aplicación.-

Y es por eso que, todas las delegaciones que ha efectuado la Ley 17.319 en la autoridad de aplicación deben entenderse realizadas en los Estados Provinciales, a través de los órganos que éstos determinen.-

Tal es el caso por ejemplo, de la determinación del valor boca de pozo correspondiente a la producción que se extrae en los yacimientos, a los efectos del cálculo de la regalía aplicable.-

La Provincia de Neuquén ha sido pionera en dicha determinación, y a través de los Decretos N° 225/06 y 226/06 ha establecido el valor de boca de pozo computable a los efectos del cálculo de las regalías que deben abonar las empresas petroleras que operan yacimientos en dicha provincia.-

De esta forma, y al haber establecido que el valor es el equivalente al WTI, se han evitado los conflictos derivados por aplicación de las retenciones a las exportaciones, como ya fue analizado en el Título anterior a estas conclusiones.-

La Provincia de La Pampa aún no ha dictado una norma que establezca expresamente cuál será la autoridad de aplicación de la Ley N° 26.197, aunque de hecho, dicha función ha recaído en la nueva Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, quien ha comenzado a exigir el cumplimiento de las normas nacionales a través de sus disposiciones.-

Si bien no existen inconvenientes jurídicos en remitir a las normas dictadas por el Estado Nacional, a través de la Secretaría de Energía, como Autoridad de Aplicación de la Ley Nacional de Hidrocarburos, se considera como un gesto de ejercicio pleno y eficaz, el dictado de normas propias que, si bien pueden tomar la experiencia trazada por la normativa nacional, establezcan por sí mismas las obligaciones a cargo de los concesionarios.-

Con el dictado del reciente Decreto Nacional que aumentara los valores correspondientes al canon petrolero, el Estado Nacional ha deslizado en su motivación que, si bien la Ley 26.197 ha reconocido el dominio originario de los yacimientos a los Estados Provinciales, es él a quien corresponde el dictado de las normas que los regulan.

Y si bien dicha afirmación es parcialmente acertada, dicha regulación ya ha sido dictada, pero es ahora a las Provincias a quien corresponde regular los procedimientos y metodologías de cumplimiento de las obligaciones impuestas en la Ley 17.319.-

El área 25 de Mayo – Medanito S.E. se trata del yacimiento más importante de la Provincia y también el más antiguo en explotación. Es una concesión otorgada por el Estado Nacional y que ahora se ha transferido a la Provincia de La Pampa para el ejercicio de sus funciones de autoridad de aplicación.-

Es en él donde el Estado Provincial debe comenzar a desplegar sus atribuciones legales, verificando el cumplimiento de las obligaciones a cargo del operador del área, estableciendo los mecanismos inherentes al cumplimiento de tales obligaciones ante la

autoridad de aplicación y aplicando las sanciones correspondientes cuando las mismas no sean satisfechas.-

Naturalmente el proceso de adaptación de los derechos provinciales a la gestión del recurso será paulatino, y ante el dictado de la Ley 26.197, serán las autoridades locales las encargadas de adaptar las estructuras funcionales que permitan la sincronización de todos los actores y factores involucrados en tan complejo proceso como lo es el control por parte del Estado de una actividad privada, motivada por la obtención de ganancias, y contrapuesta a la utilización de un recurso netamente agotable como lo son los hidrocarburos líquidos y gaseosos.-

Toda transferencia de funciones y competencias requiere de un reordenamiento institucional, el cual, para ser eficiente, debe ser llevado a cabo en forma secuencial y armónica, bajo el riesgo de generar grandes estructuras difíciles de sustentar en el tiempo y que compliquen su ulterior funcionamiento.-

La Provincia de La Pampa ha dado comienzo al proceso de transferencia, ha adaptado sus estructuras orgánicas a los tiempos venideros y estando aún pendientes los procesos de cesión de las áreas (en lo que respecta a la documentación e información, pues la transferencia en el ejercicio de funciones ha operado de pleno derecho), es ahora el momento en el que el derecho provincial

debe adaptarse al cambio, estando tanto el potencial humano como las técnicas a adoptar a la expectativa de tal adaptación.-

Alejandro Gustavo Andrade

Abogado

Noviembre 2.007

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- “Necesidad de una Reforma de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319” – Flavia Miranda Ferrau – Suplemento de Derecho Económico – Doctrina – elDial.com
- Versiones Taquigráficas de Sesiones Parlamentarias disponibles en www.diputados.gov.ar y www.senado.gov.ar
- Curso de Derecho Minero – Edmundo Catalano – Editorial Zavalía.-
- Código de Minería Comentado – Edmundo Catalano – Editorial Zavalía
- Todo es Historia: El Petróleo Nacional
- Derecho de la Energía (Valls) Editorial Abeledo Perrot
- Legislación Nacional: 12.161, 14.773,17.319, 20.645, 23.696, 23.698, 24.041, 24.145, 24.474, 25.137, 25.561, 26.197, 26.217.-
- Decretos Nacionales: 4.514/50, 10.283/51, 3.036/68, 6.803/68, 8.546/68, 1.671/69, 2.233/84, 3.870/84, 631/87, 1.812/87, 1.509/88, 1.055/89, 1.212/89, 1.769/90, 2.117/90, 44/91, 2164/91, 2.000/93, 1.955/94, 2.271/94, 860/96, 861/96, 820/98, 310/02, 809/02, 27/03, 546/03, 151/04, 645/04, 12/05, 1770/05, 1.454/07.-
- Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación: 59/69, 501/69, 83/70, 250/70, 27/91, 29/91, 105/92, 155/92, 188/93, 252/93, 309/93, 319/93, 341/93, 342/93, 73/94, 450/94, 5/96, 56/97, 173/97, 143/98, 588/98, 232/02, 85/03, 193/03, 19/04, 24/04, 25/04, 277/04, 435/04, 708/04, 785/05, 791/05, 2057/05, 123/06, 324/06, 407/07.-
- Resoluciones del Ministerio de Economía y Producción: 335/04, 337/04, 532/04, 537/04, 534/06, 394/07.-
- Legislación Provincial (La Pampa): 2.318, 2.225, 1.758, 1.914, 2.203, 1.283, 1.431 y 1.441.-
- Decretos Provinciales (La Pampa): 1.536/92, 458/05, 298/06, 142/07.-
- Disposiciones de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería: 7/07, 8/07.-
- Expedientes Administrativos: 6037/91 - 7208/07 (MGEyS)