

SINOPSIS DE LA LEGISLACIÓN SOBRE HIDROCARBUROS EN LA ARGENTINA

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DENOMINADO PLAN HOUSTON I Y II

ALEJANDRO D. FIJEA

VÍCTOR E. ARRANOVICH COSARIN

I. EL PETRÓLEO COMO RECURSO NATURAL

a) Origen geológico

Petróleo, deriva etimológicamente del vocablo latino *petroleum*, que significa "aceite de roca". Desde el punto de vista geológico, el petróleo es un mineral hidrocarburo del tipo "líquido", estado en el que se lo encuentra usualmente.

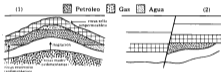
Este mineral se constituyó en un proceso de miles de años de duración a partir de la descomposición de materia orgánica que, en la era mesozoica, quedó aprisionada por fragmentos de roca (élastos) arrastrados por los ríos. Este compuesto orgánico, sumado a los restos de rocas ígneas de origen aluvional, dieron lugar a las "formaciones sedimentarias": mantos rocosos constituidos bajo presión de otros, donde las condiciones de temperatura y presión existentes favorecieron la aparición de los hidrocarburos en sus distintos estados: sólido (carbón), líquido (petróleo) y gaseoso (gases, propano, butano, etano y metano).

Las formaciones sedimentarias (roca madre), se caracterizan por su conformación porosa. Esta estructura permitió que, una vez formado el petróleo fuera conducido por la presión hacia estratos superiores en un fenómeno conocido como migración. Ahora bien, ¿qué impide que el crudo aflore entonces hacia la superficie? La existencia de man-

tos rocosos impermeables. Así es que el petróleo—que normalmente, de no existir este tipo de roca, debería “surgir” hacia la superficie— queda “atrapado” por las rocas sello.

Entonces, podemos definir “trampa geológica” como la combinación de rocas reservorio (sedimentarias) y rocas sello (ígneas o metamórficas) que tiene una forma determinada o morfología, donde el petróleo queda atrapado en una manera considerable.

Cuando la cantidad de petróleo que tiene la trampa es económicamente explotable se la denomina “yacimientos”. Los tipos más comunes de yacimiento son los denominados anticlinales o de trampa de pliegue (ver figura 1). Otros son los yacimientos con trampa de falla (ver figura 2).



b) Aprovechamiento del mineral

Desde el punto de vista técnico se desarrolla en cuatro etapas claramente diferenciadas: exploración, explotación, industrialización y comercialización.

1) Exploración

Desde el punto de vista geológico implica todos los medios necesarios para la búsqueda del petróleo. Los métodos más usuales son los siguientes.

a) **Evaluación de la información.** Se recaba la información existente sobre el área, ya sea bibliográfica, documental o fotográfica (aérea o satelitaria). Ese método permite obtener los datos iniciales sobre el subsuelo y evaluar algunos datos geofísicos disponibles.

b) **Reconocimientos regionales.** Se realizan con el propósito de confeccionar hojas geológicas y demarcar los distintos afloramientos.

c) **Empleo de métodos geofísicos.** Implican diversos sistemas prospectivos. Estos son: sísmico, magnetométrico y gravimétrico.

d) *Perforación.* El sistema actualmente empleado es el "rotativo". Su principio básico consiste en accionar por medio de motores una mesa rotativa, que a la vez hace girar una barra de perforación que tiene un trépano en la punta. A medida que se profundiza se agregan barras.

2) Técnicas de producción o explotación

Tienen por objeto extraer el mineral o sacarlo a la superficie. Se realizan a través de métodos diversos. En algunos la intervención del hombre es mínima. En otros debe hacer uso de toda la tecnología a su alcance. Los distintos métodos son:

a) *De recuperación primaria.* Aquí el petróleo fluye naturalmente hacia la superficie impulsado por la presión terrestre, ya sea a través de fallas en la corteza llamadas "manaderos" o *speeges* (como en Athabaska -Canadá-), sea a través de orificios en el manto de "rocas sello" (impermeables) practicados por equipos de perforación. Este sistema de extracción natural se denomina *surgencia*.

b) *De recuperación secundaria.* Se realiza a través de las distintas técnicas de bombeo (hidráulico, mecánico, electrosumergible) y a través de la inyección de gas o agua.

c) *De recuperación terciaria o asistida.* La recuperación primaria y secundaria no alcanzan a extraer, en conjunto, un 85% del total del crudo que existe en el yacimiento (monto promedio). De ahí la necesidad de hallar nuevas técnicas que permitan recuperar el petróleo restante. Los nuevos métodos consisten en la inyección al pozo de vapor o sustancias químicas que aumenten la viscosidad del mineral permitiendo, de esta forma, su bombeo hacia la superficie.

3) Transporte, industrialización y comercialización

El transporte se realiza a través de cañerías de grandes dimensiones denominadas "oleoductos" que conducen el petróleo por las diferencias de presión existentes entre las dos puntas del mismo. Estos oleoductos trasladan el producto para su industrialización a las destilerías, donde se obtienen distintos subproductos o derivados (nafta, fueloil, gasoil, lubricantes, kerosene, etcétera). Acabado este proceso, se inicia la comercialización de los mismos, cuyo análisis desde el punto de vista legal y económico, excede los límites del presente trabajo.

Hasta aquí hemos precisado algunos términos que consideramos esenciales a fin de poder interpretar el régimen legal vigente en materia de hidrocarburos. Debemos admitir que la terminología de la ley 17.319 no coincide estrictamente con las denominaciones técnicas. Así, por ejemplo, la ley de hidrocarburos distingue entre los derechos atribuidos al particular en el título II, sección 1ª, los llamados "reconocimientos superficiales" que se refieren a los métodos designados en el punto 1, a, b y c (exploración); pero no a las técnicas de perforación, que incluye sólo en la concesión de exploración, regulada en el título II, sección 2ª, de la citada ley, que comprende todos los métodos enunciados en el punto 1, a, b, c y d (ver cuadro n° 1).

CUADRO N° 1

ETAPAS DE APROVECHAMIENTO DEL MINERAL

TERMINOLOGÍA TÉCNICA		TERMINOLOGÍA LEGAL (Ley 17.319. Régimen de los particulares -cuadro n° 2-)	
a) Exploración	<ol style="list-style-type: none"> 1. Evaluación de información 2. Reconocimientos regionales 3. Métodos geofísicos 4. Perforación 	Derecho de reconocimiento superficial (arts. 14 y 15, ley 17.319)	Permiso de explotación (arts. 16-26)
b) Técnicas de explotación	<ol style="list-style-type: none"> 1. De recuperación primaria 2. De recuperación secundaria 3. De recuperación terciaria o asistida 		Concesión de explotación (arts. 27-30)
c) Transporte, industrialización y comercialización		Concesión de transporte (arts. 32-46), comercialización e industrialización	

c) Importancia energética comparativa en relación a otros recursos -en especial hidrocarburos-

El petróleo importa actualmente el 13% del total mundial de hidrocarburos. Las reservas de gas natural implican el 12% y el carbón el 75%¹. La abundante reserva de com-

¹ Datos obtenidos de la Biblioteca del Instituto Argentino del Petróleo de una serie de monografías editadas por la empresa Shell, con motivo del aniversario de su constitución en Argentina (año 1963).

bustibles fósiles sólidos determina que para su aprovechamiento, la ciencia deba profundizar sus investigaciones en pos de satisfacer las necesidades energéticas de los dos próximos siglos. Hasta hoy dos son los métodos desarrollados: licuación y gasificación.

1) Gas natural (propano, etano, metano y butano)

Las reservas mundiales actuales comprobadas son de 93×10^{12} m³. En nuestro país el yacimiento más rico es el existente en Loma La Lata (Neuquén), y las reservas están estimadas para durar, al ritmo actual de consumo, cuarenta años².

2) Carbón

Como dijimos antes, importan las mayores reservas de hidrocarburos formados en el planeta. No obstante, ello satisface sólo el 27% de las necesidades energéticas del mundo en segundo lugar después del petróleo. Hasta este momento se llevan explotadas el 15% del total³.

El 90% de las reservas mundiales de carbón están distribuidas en cuatro países: URSS con el 42%, E.E.UU. con el 26%, China con el 13% y Australia, 6%⁴. En nuestro país las únicas reservas económicamente aprovechables están en Río Turbio (Santa Cruz).

3) Petróleo

No obstante que las reservas mundiales del mineral alcanzan la cifra de 107 millones de metros cúbicos⁵, los cálculos más optimistas revelan que sosteniéndose los niveles de consumo actuales, las mismas se agotarían en aproximadamente treinta años.

Indudablemente, el petróleo es el combustible que literalmente "mueve al mundo". Y esto porque satisface el 40% de sus necesidades energéticas. La posibilidad de su agotamiento conduce en la actualidad a la búsqueda de fuentes de energía no convencionales. Su importancia económica como factor de la riqueza de las naciones fue seguida

² Shell, Instituto del Petróleo, Monografías, 1985.

³ Shell, Instituto del Petróleo, Monografías, 1985.

⁴ Shell, Instituto del Petróleo, Monografías, 1985.

⁵ Shell, Instituto del Petróleo, Monografías, 1985.

durante toda la primera mitad del siglo xx por un valor estratégico que hizo que quienes tuvieran el control de los yacimientos, ganaran guerras y que otras –militares y comerciales–, se desataran por su causa. Téngase presente los procesos que condujeron a la creación de YPF descriptos por Solberg⁶.

La aparición de nuevas formas de energía, como la proveniente de la fisión de átomos del isótopo 235 de uranio, no redujo ese valor. Los actuales acontecimientos del Golfo Pérsico de alguna forma certifican esta aseveración.

d) Importancia del petróleo en el contexto energético de Argentina

En general podemos señalar que los hidrocarburos satisfacen el 75% del abastecimiento energético de la República, del cual, el petróleo cubre el 50% de las necesidades generales. Las reservas comprobadas (datos 1985) son de 373 millones de m³, siendo el ritmo de producción diaria de 73.000 m³. Se estima que continuando el consumo de conformidad con la evaluación actual –siempre que no se hallen nuevas reservas– se agotarán en el transcurso de trece años⁷.

Los yacimientos de nuestro país se distribuyen en cinco cuencas, que son: del Noroeste, Cuyana, Neuquina, del Golfo San Jorge y Austral.

e) Caracteres como recurso natural

Pigretti, define a los recursos naturales como “los bienes de la naturaleza, en cuanto no han sido transformados por el hombre y puedan resultarle útiles”⁸. El petróleo, sin duda, es un recurso natural. Está destinado a satisfacer las necesidades del ser humano resultando así evidente su utilidad.

Dentro de los estereotipos o criterios básicos de clasificación, encontramos que los hidrocarburos en general y el petróleo en particular, son recursos no renovables⁹ y su

⁶ Solberg, Carl, *Petróleo y nacionalismo en la Argentina*, Biblioteca Argentina de Historia y Política, Bs. As., Hispanérica, 1988.

⁷ Shell, *Instituto del Petróleo, Monografías*, 1985.

⁸ Pigretti, Eduardo, *Derecho de los recursos naturales*, Bs. As., La Ley, 1988, p. 13.

⁹ La clasificación de recursos renovables y no renovables ha sido cuestionada por la doctrina, particularmente después de la Declaración de Esto-

aprovechamiento es altamente contaminante¹⁰, tanto en el periodo de exploración y explotación (debido a las alteraciones que introduce al medio ambiente), como en el de transporte (téngase presente los casos del Ámoco Cadiz y Toney Canyon).

2. DERECHO ENERGÉTICO Y DERECHO DEL PETRÓLEO

a) Concepto de derecho energético

La doctrina no ofrece un concepto de derecho energético. No obstante, Figretti admite expresamente su existencia, concibiéndolo como una nueva rama dentro del derecho de los recursos naturales¹¹.

Dos interrogantes surgen inmediatamente al analizar el derecho en cuestión: ¿es posible hallar un concepto de derecho energético? y ¿cuál es la naturaleza jurídica de la energía?

1) Necesidad de un concepto primario del derecho energético

En nuestra opinión, es deber del jurista definir su objeto de estudio. Si lo es de éste, *a fortiori*, también lo es del estudiante¹². Por ello procuraremos dar un concepto de derecho energético sin pretender triunfar allí donde otros han fracasado.

colmo (1975), que dio origen al Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PRUNMA). Desde el punto de vista científico, la distinción carece hoy de sentido, debido al principio de entropía estudiado por la termodinámica. En virtud del mismo, toda utilización de un recurso —cualquiera que sea— impertaría la introducción de un factor de desorden en la armonía del cosmos, conduciéndolo lentamente a su destrucción o desaparición. Ver al respecto: Cano, Guillermo J., Recursos naturales y energía: derecho, política y administración, Bs. As., La Ley, 1978, p. 188, citando a Freeman Dyson.

¹⁰ Cano, Recursos naturales y energía, p. 189-190.

¹¹ Figretti, Derecho de los recursos naturales, p. 463.

¹² Conocemos el carácter relativo de las definiciones, pero considerámoslas necesarias, al emprender toda tarea de investigación, la delimitación de su alcance y la definición cumple la función de circunscribir el objeto cognoscitivo. Sobre la relatividad de las definiciones y la infructuosa búsqueda de la "naturaleza jurídica" de las instituciones, ver Carné, Genaro R., Notas sobre derecho y lenguaje, 2ª ed., Bs. As., Abeledo-Perrot, 1988, p. 100-101.

Toda masa de un cuerpo (conforme a la teoría de la relatividad de Einstein) es energía, siempre que se la multiplique por la aceleración de la gravedad aplicada a esa masa elevada al cuadrado.

En este sentido todo recurso natural, inclusive los recursos culturales y humanos serían recursos energéticos. Traducido esto en fórmulas tenemos que: $E = M \cdot C^2$.

Es decir que la energía de un cuerpo es igual al producto de su masa por la aceleración de la fuerza de gravedad elevada al cuadrado. Despejando la fórmula tenemos que:

$$M = \frac{E}{C^2}$$

Queda así explicado lo señalado anteriormente: todo cuerpo o recurso corporal es susceptible de producir energía. Pero, ¿es éste el concepto de energía en tanto objeto de estudio del derecho energético? Evidentemente no. Un concepto construido sobre tales bases pecaría de latitud in extremas. Por ello resulta imprescindible delimitarlo. En nuestra opinión, el primer filtro de acercamiento lo proporciona el derecho de los recursos naturales. No toda masa es recurso natural. Debe para esto reunir los siguientes caracteres:

Ser un bien de la naturaleza y en consecuencia no transformado por el hombre.

Ser útil al hombre, de tal forma que aquella fuente de energía que carezca de la aptitud específica de satisfacer necesidades humanas quedaría fuera de contexto.

No obstante, esta primera aproximación no es suficiente. El término utilidad es de por sí equívoco. Debemos, por ende, restringirlo a su cariz económico: como aptitud de satisfacer necesidades humanas que poseen ciertos factores caracterizados por su escasez. A esos factores escasos, en tanto sean bienes de la naturaleza particularmente aptos para satisfacer requerimientos energéticos, los denominaremos fuentes energéticas. La actividad de producción de la energía será, en todos los casos, designada como generación. Las fuentes de energía conforme a su modo de generación pueden ser:

Naturales: minerales combustibles; vapor (energía térmica); vapores endógenos (energía geotérmica); viento (energía eólica); aguas, mareas (hidroeléctrica, mareomotriz); solar; explosiones volcánicas, etcétera.

Artificiales: electricidad generada por motores de combustión, por centrales atómicas¹⁵.

Conforme con estas precisiones podemos intentar definir al derecho energético como: el conjunto de normas y principios que rigen las fuentes energéticas (naturales y artificiales) y al hecho jurídico de la generación y aprovechamiento de energía.

2) Naturaleza jurídica de la energía

Tenemos así, en principio, dos conceptos científicos: uno amplio y el otro restringido. Sólo nos cabe ahora procurar definir cuál es la naturaleza jurídica de la energía a la que se refiere la doctrina, tratando particularmente el art. 2311, párr. 2º, del Cód. Civil, que señala: "las disposiciones referentes a las cosas son aplicables a la energía y a las fuerzas naturales susceptibles de apropiación".

En el derecho civil el estudio de la naturaleza jurídica de la energía es un problema de vieja data. Los autores se enrolaron en torno de dos posiciones extremas:

Quienes sostuvieron que la energía era una cosa. Esta tesis se fundaba en la antigua redacción del art. 2311, el cual la definía como objetos "corporales" susceptibles de tener un valor. La corporeidad no era obstáculo para aplicarles en forma directa las disposiciones referidas a las cosas muebles. La energía y las fuerzas naturales, si bien carentes de corporeidad *per se*, adquirirían la de los objetos que las acumulaban.

Quienes consideraron a la energía como un bien. Partiendo de la clasificación que Vélez Sársfield realizó distinguiendo bienes en sentido estricto (derechos) y cosas, comprendidos por el género bienes en sentido amplio; parte de la doctrina resistió la asimilación de la energía al concepto de cosas. Consideraba que la misma era *res incorporalia* y por lo tanto sólo podría concebirse como un bien en sentido amplio: no como un derecho, pero tampoco como una cosa.

Adherían a la primera postura autores de la talla de Borda y Spota, pero con algunas reservas. Manifestaban que si bien la energía no podía considerarse una cosa desde

¹⁵ La distinción entre generación natural y artificial la realizamos teniendo en consideración el menor o mayor grado de complejidad tecnológica requerida para producir la energía.

el punto de vista físico, era conveniente jurídicamente la asimilación de ésta a su régimen legal. Ésta es la posición que en definitiva triunfó con la reforma de la ley 17.711. En ella, se cortó definitivamente con la discusión acerca del significado del término "corporeidad" dentro del concepto de cosa, sustituyéndolo por el de "materialidad". Al mismo tiempo se declaró aplicable el régimen jurídico de las cosas "a la energía y otras fuerzas susceptibles de apropiación", sin expedirse, de esta forma, sobre el nudo del problema. En nuestra opinión, con la inclusión del término "materialidad" en la definición de cosa, quedaría comprendida en ésta la energía. Por otra parte, partiendo del concepto antes dado de fuente energética, afirmamos que jurídicamente la energía es el producto de ella, ya que debido a su peculiar naturaleza, siempre su generación importa una alteración de la sustancia, de acuerdo con el criterio aportado por Vélez Sársfield en la nota al art. 2329 del Cód. Civil¹⁴. Dicha alteración se produce en virtud del principio de entropía¹⁵.

Queda todavía por develar a qué se refirió el legislador cuando introdujo el problema de la susceptibilidad de la

¹⁴ Vélez distingue "frutos" de "productos", en la nota al art. 2329 del Cód. Civil: "más adelante diremos que los frutos no son accesorios de las cosas. Frutos son los que la cosa regular y periódicamente produce sin alteración ni disminución de la sustancia: producto de la cosa son los objetos que se separan o se sacan de ella y que una vez separados, la cosa no los produce, y que no se pueden separar de ella sin disminuir o alterar su sustancia, como las piedras sacadas de una cantera, o el mineral sacado de las minas. Ninguna distinción hay que hacer entre frutos y productos en cuanto al derecho del propietario; pero sí en cuanto al derecho del usufructuario, como en adelante veremos".

Sobre la naturaleza jurídica de la energía, ver: Mariani de Vidal, Mariani, Curso de derechos reales, Bs. As., Zavalla, 1974; Peña Guzmán, Luis A., Tratado de derecho civil. Derechos reales, Bs. As., Tea, 1976, t. I, p. 79-80.

Pigretti sostiene que la energía es una cualidad de los recursos naturales y no un recurso natural en sí mismo considerado, en contra de la opinión sustentada por Cano y los redactores del Programa de Evaluación de los Recursos Naturales en la Argentina desarrollado por el Consejo Federal de Inversiones (Pigretti, Derecho de los recursos naturales, p. 14). Consideramos acertada la posición del primero de los autores. Conforme a la fórmula $M = \frac{1}{R}$ si todo este es una potencial fuente de energía, no se ve la razón por la cual el derecho deba atribuir autonomía conceptual a un objeto que es esencialmente accesorio de otros y que carece de los requisitos de permanencia y estabilidad en el tiempo, suficientes para ser susceptible de "apropiación" (art. 2311, Cód. Civil). Lo que el derecho regula son las fuentes energéticas y no su producto.

¹⁵ Cano, Recursos naturales y energía, p. 188, citando a Freeman Dyson.

apropiación de las "fuerzas naturales". Consideramos, siguiendo la opinión de la doctrina mayoritaria, que el principio de apropiabilidad es sumamente vago e impreciso, ya que con relación a la energía, no puede decirse válidamente que el hombre pueda poseerla, máxime si se tiene en cuenta la imposibilidad de su almacenamiento por períodos prolongados en acumuladores: es de su naturaleza la necesidad de su utilización en la medida en que se va generando. Es por ello que consideramos más conveniente el empleo del término *aprovechamiento*, el cual, sin lugar a dudas, responde al principio de utilidad económica al que nos hemos referido oportunamente.

b) Derecho del petróleo

1) Inserción dentro del derecho energético

Partiendo del concepto dado de *fuerza energética* como aquellos factores escasos en tanto sean bienes de la naturaleza particularmente aptos para satisfacer requerimientos energéticos, observamos que los hidrocarburos reúnen ampliamente esos requisitos. Por lo tanto afirmamos que el petróleo es fuente energética y que el régimen jurídico que lo regula es parte del derecho energético¹⁸.

2) Influencia en el derecho de los recursos naturales

El derecho del petróleo forma parte del derecho energético y del derecho de los recursos naturales.

En nuestro país, su régimen jurídico trajo desde sus inicios algunas innovaciones que repercutieron seriamente luego en otras disposiciones. Un ejemplo de ello es el instituto de las reservas legales. Estas pueden ser definidas como aquellas zonas geográficas o especies animales o vegetales, sustraídas del régimen de explotación común por los particulares, que el Estado conserva, bien para programar previamente su aprovechamiento o para explotar per se, bien para preservarlas en pos de su utilización futura o en beneficio de la posteridad.

Este concepto encontró su nacimiento en el derecho cuyo estudio nos ocupa, cuando el presidente Figueroa Alcorta echó mano del art. 15 de la ley 4167 de tierras públicas,

¹⁸ Sosteniendo un concepto más restringido. Pigretti, *Derecho de los recursos naturales*, p. 462-471.

para evitar especulaciones de los particulares ante el reciente descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia, producido el 13 de diciembre de 1907. El mencionado artículo, facultaba al Poder Ejecutivo, cuando explorare tierras fiscales (en poder de los indígenas) a prohibir la denuncia de minas. En esa oportunidad y en principio con carácter transitorio —ya que luego otros decretos y leyes del Congreso prorrogaron su vigencia— el gobierno interpretó que exploraba cuando perforaba y, en consecuencia, constituyó una reserva en torno al lugar del descubrimiento. Más tarde, otras disposiciones ampliaron la extensión de la reserva en otras tierras públicas (cabe mencionar entre ellas a la ley 7059 que extiende los límites a 30 km en torno a Comodoro Rivadavia, constituyendo una reserva octogonal).

La ley 12.161 de 1935, incorporada al Código de Minería, cristalizó definitivamente el instituto al convertir al petróleo en un régimen de excepción a los minerales de primera categoría, para los cuales rige la prohibición de toda explotación estatal (conf. art. 10, Cód. de Minería).

El instituto de las reservas legales pasó a otros minerales considerados estratégicos (v.gr., minerales nucleares —decr. ley 22.477/56—) y también a la regulación de otros recursos como, por ejemplo, la ley de parques nacionales.

3. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL ORDENAMIENTO LEGAL: SINTEsIS

El régimen jurídico vigente del petróleo (decr. ley 17.319) fue el producto de una larga evolución que excedería el propósito de esta exposición. Por ello nos limitaremos a señalar los caracteres sobresalientes de las distintas leyes anteriores, haciendo hincapié en las diferencias sustanciales respecto de dos problemas particulares: el dominio y jurisdicción de los hidrocarburos, y a las facultades del Estado en materia de exploración y explotación.

a) Ley 12.161

Esta norma aparece en el ordenamiento jurídico de nuestro país a fin de llenar una laguna legislativa importante que se había producido a partir de 1907 por los acontecimientos explicados en el punto 2. La creación de reservas petrolíferas por el Poder Ejecutivo condujo a que la Corte Suprema de Justicia de la Nación se pronunciase en dos oportunidades

sobre la constitucionalidad de los decretos que los institucionalizaron. En ambos casos se expidió por la facultad del Poder Ejecutivo (el último fue poco tiempo antes de la sanción de la ley en el caso "Diadema Argentina c/Gobierno nacional"). Pese a ello, existía la necesidad de modificar el Código de Minería en lo atinente a la materia, creando un régimen de excepción a la prohibición del Estado de explotar por sí mismo los yacimientos —sobre todo cuando a partir de la década del '20 Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) es impulsada a una política de mayor competitividad respecto de las compañías privadas que actuaban comercialmente en nuestro territorio—. Así aparece esta ley que se caracterizó porque: 1) estaba incorporada al Código de Minería; 2) establecía que los yacimientos de hidrocarburos pertenecían a la Nación o a las provincias según el lugar en que se encontraran; 3) compatibilizaba en un régimen de aparente libre concurrencia los intereses del Estado y de los particulares. Y era aparente porque facultaba a éstos a obtener concesiones mineras, pero, al mismo tiempo extendía la potestad del Estado de determinar zonas de reservas a todo el territorio de la República.

Este texto normativo, rigió los destinos de la política legal del recurso por más de treinta y tres años. Se convirtió en un instrumento eficaz que resistió airesamente embates modificatorios de rango constitucional inclusive.

b) Constitución de 1949

Llegado el primer gobierno del general Perón, y acorde con la denominada "declaración de independencia económica" del 9 de julio de 1949, surge la reforma a la Constitución de 1853. El art. 40 de la nueva Constitución establecía que los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos pertenecían al dominio imprescriptible e inalienable de la Nación. De lo normado por el Constituyente del 49, surge que las provincias delegaban al Estado Federal, su dominio privado sobre las riquezas del subsuelo provincial, reconocido en el anterior orden constitucional, desde tiempos del Estatuto de Minería y Hacienda de Fraguero (1853) y respetado por el Código de Minería entonces vigente.

No obstante la nueva norma constitucional, la ley 12.161 continuó en vigor. Sólo se vio modificada su autoridad de aplicación ya que de los cuatro tipos de reservas admitidas por la ley (facultativas, permanentes, automáticas y preexis-

tentes), los dos primeros pasaban a ser determinados exclusivamente por el Estado nacional.

El nuevo artículo de la Constitución no significó de modo alguno que los particulares no pudieran participar de la explotación del mineral. Pero sí se vio modificada la forma de participación de los mismos. Un claro ejemplo de ello fueron los contratos con la empresa California Argentina, subsidiaria de la Standard Oil of California.

La norma constitucional mencionada no sólo federalizó los hidrocarburos, sino que transformó la naturaleza del dominio, convirtiéndolo en dominio público, con su carácter de imprescriptible e inalienable. Los hidrocarburos pasaron de ser bienes del dominio privado provincial o nacional (según su localización) a ser bienes del dominio público federal.

Después del golpe de estado de 1955, y dejada sin efecto la Constitución de 1949, la ley 12.161 volvió a ser aplicada por los gobiernos provinciales. Sin embargo, dicho régimen legal no duraría mucho tiempo. Tres años más tarde, el Congreso sanciona la ley 14.773, dictada por iniciativa del gobierno del doctor Arturo Frondizi, modificando sustancialmente las disposiciones entonces vigentes.

e) Ley 14.773

Esta norma, recogiendo la experiencia en la materia de la Constitución mexicana de 1940 y el mencionado art. 40 de la Const. Nacional de 1949, señalaba en un polémico art. 1º lo siguiente: "Los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos existentes en el territorio de la República Argentina y los de su plataforma submarina son bienes exclusivos, imprescriptibles e inalienables del Estado nacional. Las provincias en cuyo territorio se encuentren y el territorio nacional de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur tendrán sobre su producido la participación que les corresponda de acuerdo con lo determinado por la presente ley".

Esta ley —señala Catalano—¹¹ no hizo sino dar marco legal a la situación de monopolio de hecho existente, impuesta por la política nacional del petróleo, aunque en la práctica

¹¹ Catalano, Edmundo F. Código de Minería de la República Argentina. Comentado, 2ª ed., Bs. As., Zavalla, 1978, p. 466-467.

condujo a resultados diferentes de los previstos en su propio texto. Uno de esos efectos no queridos fue la incorporación de los hidrocarburos sólidos dentro de una legislación dictada para regular los líquidos y gaseosos. Otro efecto no previsto por la ley fue la confirmación de una política petrolera que no resultaba de su letra. Al asegurar el monopolio de YPF, dejó abierto el camino para la contratación directa de empresas petroleras de capital privado. Así, el entonces presidente Frondizi, anunció el 24 de julio de 1958, la concertación de contratos de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos con Pan American Union Oil Co., Banco Loeb Rodhers —que luego lo cedió en favor de Citiservice—, Shell, Esso (subsidiaria de la Standard Oil Co. —hoy de la Exxon—) y otros.

Los caracteres fundamentales de la ley son los siguientes:

1) Restablece el criterio de considerar los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos dentro del dominio público del Estado nacional, aunque la defectuosa redacción de la norma dio lugar a interpretaciones contradictorias acerca de la naturaleza jurídica del derecho de propiedad de la Nación sobre esos yacimientos. En definitiva, la posición que predominó sostuvo que el mineral estaba en el dominio público del Estado, pero con el descubrimiento pasaba al dominio privado de éste. Respecto de la nacionalización de los hidrocarburos, se debatió la facultad del Congreso para efectuarla, habida cuenta del dominio provincial que como quedara ya dicho, se reconocía establecido por la Constitución de 1853. Los sostenedores de la tesis provincialista argumentaban que el inc. 11 del art. 67 de la Const. Nacional no autorizaba en manera alguna al Congreso a traspasar a la Nación el dominio de los yacimientos; únicamente le permite dictar la ley reglamentaria de la materia. En virtud del art. 104 —que establece que todos los poderes no delegados por las provincias a la Nación quedan reservados a aquéllas— afirmaban la incompetencia del Congreso para dictar una ley nacionalizadora del petróleo. El senador Rodolfo A. Weidmann —que informó la iniciativa en la sesión del 25 de setiembre de 1958, en la que finalmente fuera aprobado por el Senado el proyecto del Poder Ejecutivo Nacional— intentó demostrar que la autorización para dictar el Código de Minería, involucraba la potestad nacionalizadora que pretendían algunos negarle al Congreso Nacional.

2) Consagra el monopolio de la exploración, explotación y comercialización por YPF, sin perjuicio de la contratación di-

recta que lleve adelante la empresa estatal con compañías privadas.

3) No obstante pertenecer al dominio público, las sustancias quedan desafectadas a ese régimen pasando a ser res comercii una vez extraídas de la corteza terrestre.

4) El Estado nacional reconoce y garantiza a las provincias en cuyo territorio se encuentren yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, y al territorio nacional de Tierra del Fuego, Antártida e islas del Atlántico Sur, una participación igual al 50% del producido neto de la explotación correspondiente. Esta participación estaría vigente hasta que YPF lograra explorar suficientemente el territorio argentino, en cuya oportunidad podría aumentarse la misma, por la pertinente reforma legislativa (art. 5º de la ley).

Sin embargo, hasta tanto la liquidación del 50% sobre la explotación no alcanzara el 12% del producido bruto, porcentaje reconocido a las provincias por la ley 12.161 en concepto de regala, YPF les seguiría abonando ese último porcentaje en igual concepto (conf. art. 9º de la ley). De esta manera la participación sobre la producción neta se transformaba en una promesa hipotética, condicionada al éxito del programa. Severas son las críticas del doctor Pigretti a dichas disposiciones¹⁸.

La ley tuvo exigua duración y sufrió los avatares políticos de la convulsionada época. Así en 1964, el gobierno constitucional del presidente Arturo Illia anuló los contratos celebrados bajo su vigencia por decret. 744/63, por considerar que eran contradictorios con el régimen de licitaciones públicas previsto por la ley de contabilidad —entre otros argumentos—.

La ley 14.773 que, previendo el monopolio estatal, tuvo un efecto muy diferente a la política petrolera que resultaba de su texto, se vio conducida paulatinamente a su régimen natural al anularse algunos de los contratos celebrados por la administración Frondizi - Guido.

El régimen de facto de junio de 1966, se vio enfrentado a la necesidad de modificar la norma. Para ello recurrió como fuente a una ley extranjera: la ley española de hidrocarburos de diciembre de 1958. Así nace la ley 17.319, aún vigente, pese a ser duramente resistida por algunas provincias tales como Mendoza y Neuquén, ya que vino a institucio-

¹⁸ Pigretti, *Derecho de los recursos naturales*, p. 82.



nalizar definitivamente el despojo que las mismas habían sufrido con la disposición anterior.

4. Ley 17.319. Esquema de su contenido

a) Lineamientos generales

La ley 17.319 del año 1968, presentó los siguientes caracteres generales:

1) Se trata, como enseña Catalano¹⁸, de una ley de síntesis, ya que permite llevar adelante cualquiera de las dos políticas petroleras que han aparecido en nuestro país: la que importaba un completo monopolio en favor de YPF y aquella que otorgaba mayor participación al sector privado. Así es que, como veremos en el cuadro n° 2 desarrollado a continuación, la ley contempla las distintas etapas de búsqueda, extracción, transporte e industrialización del mineral, en dos regímenes: el de empresas estatales¹⁹; el de los particulares.

En otros términos, la explotación puede realizarse con o sin YPF.

2) Precisa el art. 1° que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio imprescriptible e inalienable del Estado nacional.

3) El art. 3° de la ley señala que la Administración, para fijar la política nacional respecto de las actividades de explotación, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, tendrá como objetivo principal satisfacer las necesidades energéticas del país con el producido de su yacimiento, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

4) Como consecuencia del dominio público en el que se hallan, el art. 6° de la ley 17.319 -refiriéndose a la explotación de hidrocarburos "por particulares"- dispone que una vez que se extraigan serán del dominio de los permisionarios

¹⁸ Catalano, Código de Minería, p. 459-460.

¹⁹ Como veremos luego, a los efectos de la ley 17.319 (art. 96), son "empresas estatales": YPF, Sociedad del Estado y Gas del Estado diferenciado así del concepto de la ley 13.658 de empresas del Estado.

o concesionarios. Como veremos oportunamente, aquí se da una de las diferencias más pronunciadas con el régimen de locación de obras y servicios de la ley 21.778 y de los decretos 1443/85 y 623/87 (Plan Houston I y II).

b) Regímenes de explotación

Hasta aquí hemos analizado sumariamente los lineamientos generales de la ley y que surgen de los primeros artículos. Pero no es el objeto de este trabajo estudiar con detenimiento su texto, sino tan sólo esbozar en una sinopsis las características fundamentales de los regímenes regulados, a fin de señalar en qué marco normativo se desenvuelven el decreto 1443/85 y su modificatorio 623/87.

El cuadro n° 2 describe el esqueleto normativo de la ley 17.319. La explotación de hidrocarburos puede tener lugar de dos formas: por las denominadas "empresas estatales" (sólo considera como tales a YPF, Sociedad del Estado y a Gas del Estado, Sociedad del Estado, art. 96), y por los particulares²¹.

Las "empresas estatales" tienen el derecho exclusivo de exploración, explotación, transporte, industrialización y comercialización sobre los hidrocarburos líquidos y gaseosos que se encuentran en las zonas reservadas por la autoridad de aplicación, conforme a lo dispuesto por el anexo de la norma y las que en el futuro vaya introduciendo bajo este régimen.

Las "empresas del Estado" pueden explotar los yacimientos situados en tales zonas a través de tres regímenes diferentes:

a) Por administración. Es decir, empleando sus propios medios operativos.

b) Por contratos de locación de obras y servicios.

c) Por asociación con particulares en la forma prevista por la ley 19.550, reformada por ley 22.908 (art. 377 y ss.) sin constituir personas jurídicas distintas de aquellas que las constituyen, ya que de hacerlo, la persona jurídica resultante de la asociación pasaría a ser considerada como particular a los efectos de la ley.

²¹ También debemos aclarar el alcance de este régimen: comprende no sólo a personas jurídicas privadas, sino también, a todas las personas jurídicas públicas, con excepción de YPF y Gas del Estado, conforme el art. 96 de la ley 17.319, y aun a estas últimas cuando constituyeran, asociándose con "los particulares", otras personas jurídicas (art. 96, párr. 3°).

CUADRO N° 2
REGÍMENES DE EXPLOTACIÓN

A) Por empresas estatales (art. 2°) en zonas reservadas (art. 11)	Según su forma de operación	1) Por administración 2) Por empresas particulares en condiciones de licencia de obras y servicios 3) Por asociación con particulares sin constituir una personalidad jurídica distinta (art. 95)
B) Por los particulares (art. 4°) que reúnan las condiciones del art. 3° - Demarcación en la República - Solvencia financiera y capacidad técnica - Asistir riesgo minero - Inscripción en registro especial para intervenir en concursos o licitación Obtienen de la autoridad de aplicación los siguientes derechos:	I. Reconocimiento superficial (sect. 1°)	Sobre zonas no reservadas, ni cubiertas por permisos de exploración, ni concesiones de explotación. No confiere derechos de explotación. Puede ejecutar todas las tareas de búsqueda siempre que no implique perforación (art. 13 a/c)
	II. Permiso de explotación (sect. 2°)	Sobre zonas posibles (art. 18) no existen tramos geológicos donde esté comprobada la existencia del mineral. Confiere derechos exclusivos para realizar todas las tareas que implique búsqueda de hidrocarburos (con perforación) art. 18. Plazo: 2 años y 5 de prórroga (art. 20) Liberación de superficie (art. 20) Unidad de explotación 100 km (art. 24) Número (art. 20)
	III. Concesión de explotación (sect. 3°) Se obtiene	a) Por descubrimiento de hidrocarburos en ejercicio de un permiso de exploración (art. 17) previa declaración de comercialidad dentro de los treinta días (art. 22) y reserva de los leyes art. 23, adm. 3°) bajo pena de caducidad (art. 20) - Unidad de explotación: superficial Abarca lo más posible la trampa productiva, sin superar el área relativa de la unidad de explotación. - Plazo (art. 23) b) Por adjudicación en concurso o licitación sobre zonas probadas (arts. 10 y 27) - Superficie de la unidad de explotación (art. 24) 200 km y sus múltiplos - Plazo (art. 25) 25 años con prórroga de 10 años
	IV. Concesión de transporte (sect. 4°)	a) Por ejercicio de una concesión de explotación b) Por concurso o licitación - Plazo: 25 años prorrogado por 10 más

Reiteramos la distinción entre ambos regímenes por resultar fundamental a efectos de comprender la ubicación de los dectrs. 1443/85 y 623/87 en el régimen general de la ley 17.319. En el gráfico n° 3 los decretos reglamentarios del Plan Houston se inscriben en el sistema de explotación por "empresas estatales" cuando operan por contrato de locación de obras y servicios con "particulares". Así el art. 1° del dectr. 1443/85 no modificado por el dectr. 623/87 señala: "Reglamentase los arts. 2°, 11, 95 de la ley 17.319..."³². De no hacerse, entonces, la aclaración pertinente, podría el lego -como de hecho sucede- concluir erróneamente que las disposiciones del denominado Plan Houston, modifican el régimen de la ley 17.319.

5. LEY 21.778: REGLAMENTACIÓN DE LOS CONTRATOS DE RIESGO DE HIDROCARBUROS

La ley 17.319 prevé, como principal diferencia entre ambos sistemas, que los hidrocarburos extraídos por YPF y Gas del Estado en las zonas reservadas por el Poder Ejecutivo, les pertenecen en propiedad. Por su parte los particulares igualmente adquieren el dominio sobre los que hallen dentro del perímetro de la concesión de explotación (art. 6°) y en consecuencia obtienen el derecho a concesiones de transporte, industrialización y comercialización de sus derivados, conforme 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".

Por lo tanto, el petróleo y gas extraídos por los particulares bajo contratos de locación de obra y servicios no pasan a su propiedad, sino que continúan bajo el dominio -ahora privado- del Estado, el cual les retribuye el cumplimiento de su prestación en diversas formas: en moneda corriente (austales), divisas o a través de crudo.

Este es el régimen de la ley 21.778 dictada por el gobierno militar. Mediante ella, el Poder Ejecutivo faculta a

³² Art. 2°, ley 17.319: "Las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de las empresas estatales, empresas privadas o mixtas conforme a las disposiciones de esta ley y las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo".

las empresas estatales a convocar licitaciones y celebrar contratos destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos en forma directa.

a) La ley prevé en su art. 2º un supuesto riesgo petrolero que el particular asume obligándose a aportar a su exclusivo cargo la tecnología, capitales, equipos, maquinarias y demás inversiones que se requieren para el desarrollo de las operaciones en el área que será su objeto del contrato.

b) Por actuar por contrato de locación de obra y servicios el concesionario no obtiene ningún derecho sobre el producido.

c) Por el art. 15, el contratista se obliga a ejecutar sus tareas de acuerdo con normas racionales y eficientes, tratando de evitar daños en los yacimientos, desperdicios de hidrocarburos, cumplimiento de normas de seguridad que tengan por objeto evitar el perjuicio a la actividad agropecuaria, de pesca y comunicación, así como también las que se efectúan en los caudales hídricos. En tal sentido para el caso de ríos, lagos o el mar, deben adoptarse las medidas para evitar la contaminación de aguas y costas.

d) Corren por cuenta del contratista las indemnizaciones emergentes por perjuicios causados a terceros superficarios.

e) Los contratistas adquieren tal carácter a través de dos mecanismos: uno, que podríamos llamar ordinario, es mediante adjudicación por licitación pública; el otro—extraordinario—consiste en el sistema de adjudicación directa cuando razones técnico-económicas, de seguridad o defensa o de falta de oferta así la exijan.

La licitación pública se realiza sobre zonas reservadas a las empresas estatales o sobre aquellas que designe el Poder Ejecutivo debiendo estar los postulantes previamente inscriptos en el Registro especial o por lo menos haber iniciado el trámite.

La confección del pliego estará a cargo de YPF y los mismos indicarán las condiciones y bases de las ofertas, con sus mínimos de inversión y programas básicos de trabajo, además de los plazos de ejecución de tarea. No obstante el plazo máximo está dispuesto en la norma: siete años para la exploración en el mar, cinco en tierra, contados desde la fecha de vigencia del contrato.

El plazo de explotación (producción) y de desarrollo del yacimiento es de veinticinco años, contados desde la decla-

ración de la autoridad que disponga que es comercialmente explotable. Si tal declaración tuviere lugar antes de fenecido el plazo de exploración dentro del área fijada por el pliego, la ley autoriza a transferir el período no utilizado al lapso de producción, que de esta forma se ve aumentado. El plazo de explotación podrá suspenderse en el supuesto de hallazgo de gas natural en el mar lo que se hará al efecto de permitir el crecimiento de las posibilidades económicas del mercado y el mejoramiento de la capacidad de transporte del mismo. La suspensión no podrá extenderse más de diez años.

f) El contratista en ningún caso tendrá derecho a indemnización por falta de descubrimiento de hidrocarburos. Asimismo todas las instalaciones fijas deben ser entregadas al término del período de desarrollo y producción al contratante estatal. Igualmente deberá hacerse entrega de la información del área que ha sido utilizada. En dicha oportunidad se devolverán las garantías que para avalar la exploración y explotación se hayan presentado.

g) A diferencia de la ley 17.319, la norma dispone que en caso de incumplimiento de la inversión y del programa de trabajo, el contrato será objeto de resolución y no de caducidad. Esto significa que dado el carácter contractual que caracteriza la relación entre ambas partes, y como no conlleva derechos mineros en favor del contratista, es imposible hablar de amparo minero en los contratos de locación de obras y servicios de la ley 17.319.

h) El título II de la ley consagra el régimen tributario que se caracteriza por dos notas fundamentales: existencia de cláusulas de estabilidad impositiva pero a nivel nacional —ya que en la época de redacción de la ley el país funcionaba bajo un régimen unitario *de facto*— y desgravaciones impositivas y exenciones de derechos de importación de los elementos necesarios para los trabajos, siempre que no se produzcan en el país. Las cláusulas de estabilidad impositiva no incluyen a las tasas retributivas de servicios y a las contribuciones de mejora.

Esta ley, aún vigente, fue resistida en su aplicación, más que por su eficacia como instrumento jurídico, por ser utilizada por la anterior administración en una forma no sancionada, llevándose al extremo el empleo del mecanismo de contrataciones directas, sin el paso previo del llamado a licitación pública, conduciéndose al denominado "vaciamiento" de YPF, y al aumento innecesario de su deuda con el exterior.

Procesos de esta naturaleza fueron configurando un fenómeno que tuvo particular relevancia con respecto a las empresas energéticas: la descapitalización de los entes económicos pertenecientes al sector público.

El empleo —si se quiere— fraudulento de uno de los sistemas previstos por la ley, de modo alguno disminuye su valor jurídico. De ahí que el régimen jurídico vigente a partir del denominado "Plan Houston", de alguna manera repita varias de las disposiciones de la norma reglamentaria de los contratos de riesgo de hidrocarburos. Las diferencias entre ambos sistemas se verán seguidamente cuando analicemos en profundidad el decr. 1443/85 y su modificación.

6. PLAN HOUSTON I Y II (DECRETOS 1443/85 Y 623/87)

a) Introducción

En 1984 en su visita a Houston (Estado de Texas, EE.UU.), el presidente Raúl R. Alfonsín anunció un nuevo programa para el aprovechamiento de los hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en el subsuelo argentino: el Plan Houston. La implementación jurídica de dicho programa, tuvo lugar mediante la sanción, tiempo después, del decr. 1443/85, que reglamenta los arts. 2º, 11 y 85 de la ley 17.319.

De los considerandos del decreto surge la motivación de flexibilizar aún más el régimen de exploración y explotación del recurso por empresas particulares, pero operando en el carácter de contratistas de locaciones de obras y de servicios.

Cabe aquí recordar cuáles son las principales diferencias que surgen entre el sistema de concesión de exploración y explotación de la sección segunda y tercera de la ley 17.319 (ver cuadro n° 2 —Régimen de los particulares—) y el aquí reglamentado por el mencionado decreto y su modificatorio decr. 623/87: 1) el concesionario adquiere la propiedad sobre los hidrocarburos que extraiga dentro de los límites de su concesión; por el contrario el contratista sólo tiene derecho a percibir una remuneración por su prestación recayendo la titularidad tanto del yacimiento como del petróleo extraído en el Estado nacional; 2) por esa misma razón, el contratista no adquiere derecho minero alguno (salvo los que específicamente le otorgue la reglamentación) y el hecho del descubrimiento no lo habilita para solicitar las concesiones de trans-

porte, industrialización y comercialización a las que se refiere el art. 6º de la citada ley.

Esto surge claramente del mencionado artículo cuando señala que sólo será de aplicación para el régimen de "los particulares" y no para el previsto por los mencionados arts. 2º, 11 y 95, aplicables exclusivamente al de las "empresas estatales".

A la par del objetivo principal al que hicimos referencia anteriormente -flexibilizar el régimen vigente- los considerandos de la disposición introducen dos diferentes órdenes de fundamentos que denominaremos:

1) *Fundamentos puramente económicos*

Preexistencia de una política económica devastadora que tuvo por consecuencia la "descapitalización de las empresas públicas", en particular la de YPP, en la cual redujo su normal capacidad operativa.

2) *Fundamentos de política legal del recurso*

La merma en la capacidad operativa de la empresa estatal incidió en la menor incorporación de reservas de hidrocarburos. Por ello la magnitud de las reservas comprobadas no ha sido aumentada en los últimos años y se hacía necesario revertir este proceso. Otro objetivo del dect. 1443/85 fue el de promover la decisión impostergable de realizar la explotación de las vastas cuencas sedimentarias del territorio nacional, a fin de incorporar "nuevas reservas de hidrocarburos comercialmente explotables mediante la participación concurrente del sector público y privado". Todo esto enderezado a convertir a la República Argentina en un país exportador de petróleo.

b) *El decreto 1443/85: Régimen originario y modificaciones introducidas por el decreto 623/87*

Bajo el sistema previsto por el Plan Houston I, se llevaron a cabo dos llamados a concurso internacional obteniéndose como resultado la firma de diez contratos dentro del primero, y once en vías de concreción dentro del segundo. Pero los resultados no fueron tan satisfactorios como era de esperarse. Por ello, siguiendo la opinión de distintos expertos en petróleo, se buscó modificar el dect. 1443/85, pero sin alterar su espíritu. Este objetivo se concretó en el dect. 623/87 (publicado en el B.O., el día 10/8/87, n° 26.197) y, que tuvo

su fuente en el expediente 35.806 de la Secretaría de Estado de Energía.

Estudiaremos a continuación el contenido de ambos decretos describiendo en forma esquematizada las diferencias sustanciales existentes entre ambos regímenes. Téngase presente al mismo tiempo, que los autores no pretenden en este trabajo profundizar el análisis de las citadas normas ni de los contratos que en su consecuencia se suscribieron, dado que el objetivo del mismo es servir de introducción para el estudio de esta compleja rama del derecho de los recursos naturales, aportando, de esta forma los lineamientos generales imprescindibles para su comprensión.

1) Mecanismo de adjudicación

El art. 1° del decr. 1443/85 (no modificado) autoriza a YPF a convocar a concurso público internacional y celebrar contratos destinados a la exploración y posterior explotación de hidrocarburos con arreglo a las disposiciones del decreto y respecto a áreas reservadas en su favor por el Poder Ejecutivo Nacional.

Hallamos dos mecanismos de adjudicación de los contratos de locación de obras y servicios:

a) Concurso público internacional. Está reglamentado por el art. 6º, párr. 1º, el cual señala que todos los contratos serán celebrados de esta forma salvo en los supuestos del artículo siguiente.

No requiere inscripción en ningún registro (a diferencia de la ley 21.788, contratos de riesgo).

Aquí se encuentra la primera diferencia entre el régimen originario del decr. 1443/85 y su modificatorio. El citado artículo disponía que YPF, Sociedad del Estado, sería el órgano competente para dictar las reglamentaciones específicas que iban a regir dichos concursos en oportunidad de cada llamado. El decr. 623/87 determina una mayor injerencia de parte de la autoridad de aplicación, ya que señala que ella aprobará a propuesta de YPF la mencionada condición debiendo, en oportunidad de cada llamado, verificar la adecuación al pliego y al modelo de contrato incorporados al anexo primero del decreto.

El procedimiento del concurso público internacional es desarrollado en el art. 10 del decr. 1443/85, el cual ha sido modificado también por el recientemente sancionado. Las empresas contratistas debían presentar juntamente con sus

ofertas una garantía de mantenimiento de las mismas, en las condiciones y por los montos de los respectivos pliegos, exigencia que ha sido retirada por el dect. 623/87. El mismo artículo señala que el llamado a concurso se anunciará obligatoriamente por el Boletín Oficial por espacio de cinco días y con una antelación no menor de cuarenta y cinco días respecto de aquel fijado para la recepción de las ofertas. Sin perjuicio de esta publicación obligatoria, el llamado deberá difundirse en los lugares y por los medios que se consideren idóneos para asegurar su más amplia difusión, tanto en el país como en el extranjero.

Recibidas las ofertas, el art. 11 facultaba a YPF para requerir del oferente que hubiera presentado la más conveniente, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones más satisfactorias. Esta facultad desaparece en el decreto modificatorio. YPF mediante resolución fundada declarará qué oferta es más ventajosa y, una vez suscripto el contrato respectivo, lo elevará por la vía jerárquica que considere correspondiente, para su aprobación por decreto del Poder Ejecutivo Nacional.

El criterio básico de adjudicación para los concursos públicos internacionales señalado por el art. 6° *in fine* es el siguiente: se tendrá en cuenta la cantidad de unidades de trabajo propuestas por el contratista y el porcentaje de la retribución en moneda corriente en el país, que se ofertare.

b) *Contratación directa.* En ambas normas YPF "excepcionalmente y por resolución fundada", con previa intervención favorable de la autoridad de aplicación, podrá proceder a la contratación en forma directa *ad referendum* del Poder Ejecutivo (art. 7°). Dicha contratación tendrá lugar únicamente en los supuestos de los incs. a y b del citado artículo. Esto es: 1) cuando realizado un concurso público internacional se declararan áreas desiertas por no haberse presentado ofertas o porque las mismas no se ajustaran a los pliegos y dentro de un plazo de un año desde tal declaración. El dect. 623/87 transforma este término en prorrogable hasta un máximo de ciento ochenta días y siempre con carácter excepcional a pedido de YPF cuando hubiere ofertas fehacientes; y 2) cuando razones de urgencia, de especialidad o técnico-económicas, lo hicieren necesario.

2) *Riesgo*

El art. 2° expresa que en los contratos, las empresas contratistas deberán asumir todos los riesgos inherentes a la ex-

ploración y se comprometen a aportar a su exclusivo cargo la tecnología, capitales, equipos, maquinarias y demás inversiones que fueran necesarias para las operaciones que se desarrollen en el área objeto del contrato, en el contexto del art. 8° del decreto, y sin perjuicio de la asociación que pudiere convenirse entre las empresas contratistas e YPF "para la etapa de explotación" (texto de cr. 1443/85).

El de cr. 623/87 deja sin efecto esta última frase, con lo que puede inferirse que la forma societaria del art. 377 y ss. de la ley 19.550, reformada por la ley 22.903, podría adoptarse tanto para esta etapa como para las de exploración, industrialización, transporte y comercialización.

Las zonas adjudicadas bajo la vigencia de este régimen son clasificadas como de alto y mediano riesgo. Esta clasificación tiene vital importancia respecto de la determinación del porcentaje a percibir por YPF en concepto de derechos a su favor (canon para el de cr. 1443/85) que el de cr. 623/87 fija entre el 8% y el 18% y su incidencia en la retribución al contratista (ver cuadro n° 4).

3) Derechos y obligaciones del contratista

El art. 3° dispone lo que señalamos anteriormente: por tratarse de contratos de locación de obras y servicios, las empresas contratistas no adquieren derecho minero alguno sobre los yacimientos que se descubran en el área, ni "en consecuencia el dominio de los hidrocarburos extraídos".

Los derechos esenciales que les confieren son los siguientes:

- a) Ejercer en nombre del Estado nacional y con la intervención de YPF los derechos acordados por el Código de Minería en los arts. 42 y ss. y 48 y ss.²², sea respecto de inmuebles fiscales o particulares objeto del contrato o se trate de inmuebles colindantes.
- b) Ejercitar, si se refiere a áreas cubiertas por aguas, los mismos derechos sobre terrenos costeros o colindantes.
- c) Percibir la retribución por su obra o servicio, calculada conforme a lo previsto por el art. 8°, inc. g, tanto en uno como en otro régimen.

²² Comprende los derechos de expropiación (art. 42 y ss.) y de servidumbres de ocupación, de aguas, de pastos y de caminos (art. 48 y siguientes).

d) Recaudar las indemnizaciones correspondientes en los supuestos que luego analizaremos.

Son obligaciones del contratista las establecidas principalmente por el art. 5º:

a) Ejecutar sus tareas con arreglo a las más racionales, modernas y eficientes técnicas, en correspondencia con las características y magnitud de las reservas que se comprobaren, asegurando al mismo tiempo la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación económica y técnicamente adecuada del yacimiento.

El decr. 623/87 suprime el gerundio "asegurando", sustituyéndolo por la locución "de modo de obtener" convirtiendo una obligación que parecía ser de resultado en una obligación de medio.

b) Adoptar las medidas necesarias tendientes a evitar daños a los yacimientos con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos.

c) Evitar derrames de hidrocarburos, respondiendo por los daños a que dieran lugar, y en caso de que se determinara su culpabilidad, abonar además la regalía y el derecho establecido en favor de YPF por el art. 8º, inc. e, por los volúmenes derramados.

d) Adoptar las medidas necesarias de seguridad para reducir los siniestros de todo tipo, evitando la contaminación de aguas y costas adyacentes, así como también los daños a actividades agropecuarias, pesca y comunicaciones. Cuando actuaren en jurisdicción de parques nacionales o provinciales deben ajustarse a las normas que los organismos competentes dicten al efecto (v.gr., la cláusula 7.9 del proyecto de contrato, incorporado como anexo del decr. 1423/85, remite al efecto a la regla 21 anexo I, de la Conferencia Internacional sobre Contaminación del Mar, Londres, 1973).

Todas estas disposiciones tienen por fundamento el grave efecto contaminante y distorsionador del medio ambiente que caracteriza a los hidrocarburos, tal como lo pone de manifiesto el cuadro nº 3.

e) Entregar a YPF toda la documentación e información básica con las evaluaciones, haya o no descubrimiento comercialmente explotable. Debe asimismo, permitir a la empresa estatal y a la autoridad de aplicación el ingreso a las áreas respectivas y las inspecciones y fiscalizaciones que sean necesarias.

CUADRO N° 3

RECURSO	AÑOS DE DURACIÓN DE LAS RESERVAS CONTADOS DESDE 1973		EFFECTO CONTAMINANTE
NO RENOVABLES			
		1985	
Petróleo y gas	39,38	33	grave
Carbon	100		grave
Fisión nuclear	100		desechos radiactivos
Fisión nuclear (con reactores regeneradores)	1.800		desechos radiactivos
Fusión nuclear	infinito		no contaminante
RENOVABLES			
	% del consumo de USA que podría abastecer		
Hidroeléctricas	1%		no contaminante
Mareas	1%		no contaminante
Geotermias	1%		escaso
Solar	1.000%		no contaminante
Fuente: Casa, Recursos naturales y energía, p. 188			

f) No ventear el gas, salvo excepción permitida por la autoridad de aplicación, bajo pena del pago correspondiente de las regalías y del derecho en favor de YPF.

g) Durante la etapa de exploración, la empresa contratista se obliga a perforar un determinado número de pozos y asimismo a restituir parcialmente la superficie explorada en los plazos establecidos en el contrato y al finalizar la etapa, debe devolver a YPF la superficie remanente (art. 8°, inc. b).

h) En la etapa de explotación el contratista está obligado a entregar el petróleo producido en el lugar que YPF indique (art. 8°, inc. g, párr. 2°, y art. 8°, inc. e).

i) Deberá constituir las garantías convenidas dentro de los plazos estipulados, para avalar el cumplimiento de los trabajos comprometidos.

Las obligaciones enumeradas por el art. 5° y las señaladas por el art. 8° deben considerarse, a partir de la modificación introducida por el dect. 623/87 como las únicas que pueden ser establecidas por vía reglamentaria, privándose a la autoridad de aplicación de la facultad que le había conferido el art. 5° en su versión originaria²¹.

²¹ "Constituyen obligaciones de las empresas contratistas, además del cumplimiento de las normas que dicta la autoridad de aplicación, las siguientes..." (art. 5°, dect. 1443/85).

En todos los casos el contratista está obligado a actuar conforme a la práctica generalmente aceptada en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Sería éste uno de los supuestos en que conforme al art. 17 del Cód. Civil, la norma remite a una costumbre proæter legem o integrativa, que actúa, asimismo, como pauta de interpretación de los contratos.

4) Condiciones generales del contrato

a) Etapas. El art. 8º del dect. 1443/85 preveía una serie de estadios que los contratos debían contemplar obligatoriamente. Su modificadorio introduce innovaciones de gran importancia en el régimen legal correspondiente a algunas de esas etapas. Las mismas pueden ser observadas en el cuadro nº 4.

Los contratos, en su redacción, deberán contemplar tres periodos: prospección previa, exploración y explotación.

1) *Periodo de prospección previa.* Comprende todo trabajo geológico, geofísico, geoquímico, fotogeológico y de cualquier otra naturaleza exploratoria incluyendo la perforación de pozos. Su duración es de tres años. El dect. 1443/85 en su redacción originaria preveía que el plazo sería de acuerdo con la calificación de áreas que realice YPP en función de los costos y riesgos a ellas vinculados. En el dect. 623/87 la calificación de áreas es suprimida, restringiendo de esta forma la intervención de la empresa estatal.

Los contratistas asumen la obligación de realizar la cantidad de unidades de trabajo por ellas propuestas en su oferta. Sólo así estarán autorizados a acceder al período de exploración. El art. 8º, inc. a, en su formulación anterior, daba a entender que sólo se podría pasar a la etapa siguiente "efectuando" la cantidad de perforaciones obligatorias previstas en el contrato. La norma era contradictoria: por una parte obligaba al contratista a realizar un cierto número de unidades de trabajo, que no especificaba, y por el otro imponía la ejecución de perforaciones, lo que equivale a prescribir uno de los métodos de búsqueda del mineral dentro de todos los autorizados. El error fue subsanado por el denominado "Plan Houston II", al eliminar el gerundio de la redacción (efectuando) y precisar que el número de perforaciones obligatorias previstas por el contrato deben efectuarse "durante" la etapa siguiente, so pena de resolverse el contrato y tener que restituir el área en su totalidad excepto los "lotes en evaluación o en explotación". El dect. 623/87 tam-

CUADRO N° 4
ETAPAS DEL CONTRATO

ETAPAS	DECRETO 144885	DECRETO 82367
I Prospección previa (art. 8°, inc. a)	<p>1) Objeto: realización de estudios en la zona</p> <p>2) Obligaciones del contratista: unidades de trabajo alocadas; se valorizan para pensar el incumplimiento</p> <p>3) Duración: hasta 3 años</p> <p>4) Obligaciones al finalizar la etapa:</p> <p>a) Restituye el área</p> <p>b) Solo subsiste responsabilidad del contratista</p> <p>c) Si cumple con obligación asumida, accede a etapa II</p>	<p>1) Objeto: ídem</p> <p>2) Obligaciones del contratista: ídem</p> <p>3) Duración: ídem</p> <p>4) Obligaciones al finalizar la etapa:</p> <p>a) Restituye el área, salvo lote en evaluación o explotación</p> <p>b) Si subsiste responsabilidad de ambas partes</p> <p>c) Ídem</p>
II Explotación (art. 8°, inc. b)	<p>1) Objeto: búsqueda del yacimiento</p> <p>2) Obligación del contratista: trabajo obligatorio máximo de perforaciones anuales</p> <p>3) Duración: 4 años (YPF proroga 2)</p> <p>4) Subperiodos de 2 años</p> <p>5) Obligaciones: Durante la etapa: restituye parcial Finalizada la etapa: a) Restitución del remanente. Subsiste responsabilidad del contratista b) Si descubrió yacimiento, puede declarar comercialidad</p>	<p>1) Objeto: ídem</p> <p>2) Obligación del contratista: ídem</p> <p>3) Duración: 4 años (YPF amplía hasta 2 años)</p> <p>4) Subperiodos de 1 año</p> <p>5) Obligaciones: Durante la etapa: ídem Finalizada la etapa: a) Subsiste responsabilidad de ambas b) Si descubrió yacimiento, puede declarar comercialidad</p>
	DECLARACIÓN DE COMERCIALIDAD	
	<p>Descubrimiento: 1 año (interrogable por otros para pedir comercialidad +)</p> <p>Declarado por autoridad de aplicación</p> <p>Accede a etapa III</p>	<p>Descubrimiento: 1 año, para que sea el contratista quien declare la comercialidad +</p> <p>Accede a etapa III</p>
III Explotación (art. 8°, inc. c)	<p>1) Presenta propuesta de trabajo a aprobar por YPF</p> <p>2) Duración: 20 años desde declaración</p> <p>Ampliación:</p> <p>a) Máx. reserva recuperable</p> <p>b) Adición tiempo en estado de explotación</p> <p>Máx. 20 años desde fin etapa II</p> <p>3) Finalización: restituye el área e instalaciones fijas y necesarias a YPF</p>	<p>1) Presenta propuesta de trabajo y demarcación de lote a autoridad de aplicación. Si no resuelta en 45 días queda aprobada</p> <p>2) Duración: 20 años desde asignación del lote</p> <p>Ídem</p> <p>Ídem</p> <p>3) Finalización: ídem</p>

bién modifica las consecuencias de esta extinción anticipada del contrato: el deber de restituir no les acarreará obligación alguna, salvo las que derivaran del incumplimiento de ambas partes. Anteriormente sólo se preveía la responsabilidad del contratista ante su incumplimiento, quedando YPF libre de toda obligación ulterior.

2) *Período de exploración.* Constituye un trabajo obligatorio de perforaciones anuales, establecido por YPF en las condiciones del concurso.

Su duración es —para ambos regímenes— de cuatro años divididos: a) en dos subperíodos de dos años cada uno, para el *decr. 1443/85*; o b) en cuatro subperíodos de un año cada uno para su decreto modificatorio.

El plazo es prorrogable por un término adicional de dos años que, para el régimen recientemente sancionado, podrá ser otorgado por YPF —a solicitud del contratista— en forma total o fraccionada ampliando cualquiera de los subperíodos. En todos los casos los plazos se computan a partir de la iniciación del período exploratorio, que el contratista debe comunicar a través de un medio fehaciente a YPF.

El art. 8º, inc. b dispone que los contratos a suscribir deberán contemplar también un "sistema de restitución parcial de áreas" con un régimen de excepción que premie la mayor perforación de pozos que los comprometidos. Por último, el citado inciso —en una evidente redundancia con el anterior que al ser modificado por el *decr. 623/87* se refiere también a este estado— determina que, una vez finalizado el período exploratorio, el contratista se obliga a restituir el "área remanente" (se refiere a aquellos lotes donde no se ha descubierto yacimiento alguno comercialmente explotable) sin que medien derechos ni obligaciones para ninguna de las partes, salvo las que derivaren de sus incumplimientos. El decreto instrumental del Plan Houston II determina —aquí también— la responsabilidad de YPF, ya que antiguamente sólo se consagraba la del contratista.

b) *Período de explotación.* Si bien este período constituye una de las etapas del contrato, por su extensión merece consideración aparte.

Es en éste donde el *decr. 623/87* ha introducido las modificaciones más profundas. El período de explotación supone (tanto en uno como en otro decreto) dos circunstancias: una de hecho y otra de derecho. La primera de ellas es el descubrimiento de hidrocarburos, la segunda denominada declaración de comercialidad del yacimiento.

El descubrimiento del mineral se produce luego de atravesar exitosamente todos y cada uno de los pasos que comprenden las etapas explicadas anteriormente. Pero su hallazgo no significa de modo alguno que su explotación sea rentable para el contratista, teniendo en cuenta la relación costo de extracción-beneficio. Por ello se concede al particular la facultad de evaluar la conveniencia de continuar con el estudio siguiente. La manifestación de voluntad por la cual éste asume los riesgos inherentes a la explotación, ha variado ostensiblemente en uno y otro régimen.

Para el deocr. 1443/85 las empresas contratistas cuentan con un plazo de un año para evaluar y proponer su declaración de comercialidad a la autoridad de aplicación, plazo de deliberación que puede prorrogarse por un año más a juicio de YPF. En este régimen, la declaración de comercialidad es efectuada por la autoridad de aplicación, como consecuencia de esa propuesta "confirmando la titularidad de los derechos mineros resultantes de esa declaración en cabeza del Estado nacional", dentro de un plazo de noventa días, bajo pena de tenerse por aceptada la propuesta y por hecha la declaración pertinente.

Introduce el deocr. 623/87 una modalidad hasta hoy desconocida en nuestro régimen de hidrocarburos: el contratista cuenta con un año de plazo a contar desde el descubrimiento para evaluar el yacimiento y declarar la comercialidad *per se*. El plazo es prorrogable por razones técnicas. No obstante esta facultad conferida al contratista, la titularidad de los derechos mineros continúa en cabeza del Estado nacional.

El interrogante que se plantea es la determinación de la naturaleza jurídica del instituto en cuestión. Dado el carácter contractual de la relación que le sirve de sustrato jurídico, consideramos que la declaración de comercialidad efectuada por el contratista no tiene otro carácter que el de aceptación de una oferta genérica hecha por la autoridad de aplicación al tiempo de celebrar el contrato, oferta que se encuentra condicionada a una situación de hecho: el descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos. Tal declaración importa, a la par de la aceptación formal de emprender el período exploratorio, la asunción por el contratista del riesgo acerca de la rentabilidad de la explotación de ese yacimiento. En definitiva, esta declaración de comercialidad y la contemplada por el Plan Houston I, de ninguna manera implican atribución de derecho minero alguno sobre el yacimiento. Por

ello no pelagra la titularidad de los mismos por el Estado nacional.

1) **Plazo máximo.** Declarada la comercialidad del yacimiento y asignado al contratista el lote de explotación, éste contará con un plazo de veinte años para la ejecución de las tareas de desarrollo y producción que se computará desde tal asignación. El cómputo del plazo de este período fue variado por el *decr. 623/87* cuyo art. 8º, inc. c, acabamos de transcribir. Anteriormente el plazo corría en forma independiente para cada lote y desde la declaración de comercialidad haya o no adjudicación.

El nuevo texto también prevé las distintas excepciones al plazo máximo veinteañal al que hacíamos referencia en el párrafo anterior.

a) La abundancia de yacimientos gasíferos ha conducido a que el *decr. 623/87* reitere en términos casi idénticos la redacción del *Plan Houston I*. Ahora la autoridad de aplicación está facultada a suspender los efectos de la declaración de comercialidad por diez años (ya que para el *decr. 1443/85* lo estaba para directamente no declararla por el mismo lapso). Esta posibilidad de suspensión, cuenta —como veremos oportunamente— con algunas excepciones (ver *Conclusión*, punto c).

b) YPF con intervención de la autoridad de aplicación, y cuando estuviera técnica y económicamente justificado, puede extender el período de explotación "en función de incrementos posteriores de la reserva recuperable en cada lote de explotación".

c) Cuando el contratista declarara la comercialidad de un yacimiento antes del vencimiento del plazo del período de exploración, el lapso no utilizado en este último puede adicionarse al período de explotación.

En todos estos casos el plazo máximo no podrá exceder los treinta años, contados desde el vencimiento del plazo de exploración.

2) **Conclusión del período. Consecuencias.** Sea que el período se extinga por agotamiento del yacimiento o por vencimiento del plazo legal, YPF conserva el derecho de recuperar todas las instalaciones fijas existentes en el yacimiento, así como también las necesarias para mantenerlo en las mismas condiciones de operabilidad, que, en consecuencia, pasan a ser de propiedad de la empresa estatal.

c) *Retribución del contratista. Forma de pago.* Sobre el valor total de la producción extraída en el área objeto del contrato se establecerá un porcentaje del 12% en concepto de regalía en favor del Estado nacional, más un porcentaje que oscilará entre el 8 y el 18% en relación con el mayor o menor riesgo de la zona explotada, en concepto de derecho en favor de YPF (el decr. 1443/85 lo llama canon)²⁵. La parte remanente del valor de la producción total una vez deducida la regalía del Estado nacional y el derecho de YPF constituye el resultado de la explotación que se abonará como única retribución al contratista (art. 8º, inc. e). En ningún caso, la suma de regalía y derecho de YPF podrá exceder el 30% (12 + 18) por lo que como mínimo el resultado de la explotación será de un 70% del valor total de la producción extraída.

En cuanto a la forma de calcular la retribución del contratista el art. 8º, inc. g, diferencia tres hipótesis en atención al producto extraído:

1) *Hidrocarburos líquidos.* Se paga al contratista un porcentaje del precio internacional del petróleo equivalente, que es igual al porcentaje que representa el resultado de la explotación sobre el valor total de la producción. Dijimos ya que como mínimo ese porcentaje será del 70%, por lo que el contratista cobrará el petróleo extraído en el área a un 70% del precio internacional. Nótese que la variante es el derecho en favor de YPF. En los contratos referidos a zonas de alto riesgo, el derecho percibido por la empresa estatal será menor, por ejemplo un 8%, por lo que el contratista cobrará un 80% del precio internacional del petróleo equivalente. Por el contrario cuando la zona es de bajo riesgo, lógicamente el porcentaje percibido por YPF es mayor, como máximo 18%, cobrando el contratista un 70% del precio del hidrocarburo.

2) *Gas natural.* Se calculará aplicando al resultado de la explotación el mayor de los siguientes valores:

²⁵ Consideramos acertada la variación terminológica introducida por el decr. 632/87: El derecho establecido en favor de YPF no puede ser denominado "canon" ya que no es su finalidad el reconocimiento del dominio fiducial o eminente del Estado nacional, por la simple razón de que, tratándose de contratos de locación de obras y servicios, es el mismo Estado quien —a través de las empresas contratistas— extrae el mineral. Por ello, tanto el dominio eminente como el útil permanecen en cabeza de él.

Valor equivalente a 1000 m³ de gas de 9300 kilocalorías se pagará una suma equivalente a un porcentaje del precio del metro cúbico de petróleo de referencia, que oscilará entre el 14 y el 27 %. En el dect. 1443/85 el porcentaje era siempre del 14%. El petróleo de referencia lo fijará la autoridad de aplicación.

En cuanto al precio de transferencia que paga YPF a Gas del Estado, en el dect. 1443/85 se tomaba ese precio deducida la regalía del Estado nacional y el canon de YPF.

3) Gas licuado. Se aplicará igual criterio que para los hidrocarburos líquidos. En cuanto a la forma de pago, será en moneda corriente en el país y en divisas en la proporción que fijen los respectivos contratos. Se prevén dos casos de pago con petróleo crudo:

a) Cuando YPF incumpliera en parte sus obligaciones para con el contratista, será instruida por la autoridad de aplicación para que entregue petróleo crudo equivalente al monto adeudado, debiendo calcularse las cantidades de tal modo que no afecten el monto de divisas que al contratista le hubiera correspondido en caso de retribución total en efectivo.

b) Cuando la calidad del crudo extraído lo torne inapropiado para su procesamiento en el país, se le entregará como retribución al contratista.

El dect. 623/87 dejó sin efecto lo normado por el dect. 1443/85 en cuanto a la facultad de YPF de pagar con productos elaborados el componente en divisas de la retribución. También podía optar por esta forma de pago cuando el Poder Ejecutivo declaraba cumplidas las condiciones establecidas por los arts. 3° y 6° de la ley 17.319²⁶.

²⁶ Art. 3°, ley 17.319: "El Poder Ejecutivo Nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el art. 2°, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Art. 6°: Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, 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.

Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utili-

La retribución por el gas natural extraído se pagará en moneda corriente en el país, pudiéndose pagar un porcentaje en divisas cuando su industrialización o comercialización fuera con destino a la exportación.

CUADRO N° 5
CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DEL CONTRATISTA:
DECRETO 623/87

RE = VTP - (32 % de regalía + 8 % al 14 % de derecho YPF)

a) Hidrocarburos líquidos y gases licuados:

$$\frac{RE}{VTP} \cdot 100 = x$$

$$x\% \cdot m^2 = y$$

$$VTP \times y = \text{Retribución del contratista}$$

b) Gas natural:

y = al mayor de (1) o (2) expresado en valores

(1) 1000 m³ de gas de 3300 kcal = 14 al 27 % del m³ de petróleo de referencia

(2) Precio de transferencia del gas abonado por YPF a Gas del Estado

$$RE \times y = \text{Retribución del contratista} \quad \%$$

Referencias:

a) RE: Resultado de la explotación (expresado en valores)

b) VTP: Valor total de la producción (expresado en valores)

c) x - y: Invéntitas

d) m³ precio internacional del petróleo de referencia

zación en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas no lo hicieran aconsejable. Consecuentemente, las nuevas refinerías o ampliaciones se adecuarán al uso nacional de los petróleos nacionales.

Si en dicho período el Poder Ejecutivo fijara los precios de comercialización en el mercado interno de los petróleos crudos, tales precios serán iguales a los que se establezcan para la respectiva empresa estatal, pero no inferiores a los niveles de precios de los petróleos de importación de condiciones similares. Cuando los precios de petróleos importados se incrementaren significativamente por circunstancias excepcionales, no serán considerados para la fijación de los precios de comercialización en el mercado interno y, en ese caso, éstos podrán fijarse sobre la base de los reales costos de explotación de la empresa estatal, las amortizaciones que técnicamente correspondan, y un razonable interés sobre las inversiones actualizadas y depreciadas que dicha empresa estatal hubiese realizado. Si fijara precios para subproductos, éstos deberán ser compatibles con los de petróleo valorizados según los criterios precedentes.

El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades inter-

d) Adquisición forzosa. Se consagra el derecho de YPF de exigir al contratista la compra íntegra de la producción del yacimiento, cuando la calidad del hidrocarburo no resulte conveniente para su procesamiento en el país (art. 8°, inc. c). La declaración de comercialidad no limita este derecho.

En los casos de pago al contratista de parte de su remuneración en crudo, YPF tendrá opción para exigirle la compra del resto de la producción del área. Los criterios de valuación se establecerán en los respectivos contratos. Cuando el crudo no fuese apropiado a criterio de YPF para su procesamiento y se forzase al contratista a adquirirlo, éste tendrá dos opciones: destinarlo a la exportación, abonando la regalía y el derecho de YPF íntegramente en divisas, debiendo pagar también las retenciones impositivas si correspondieren (en moneda corriente); presentar un proyecto de industrialización en el país que deberá ser aprobado por el Poder Ejecutivo (art. 8°, inc. h).

e) Derecho de asociación. YPF está facultado para asociarse con los contratistas para cualquier lote de explotación bajo la forma jurídica de una unión transitoria de empresas (arts. 377 a 383, ley 19.550 reformada por ley 22.903). En el régimen del decr. 1443/85 este derecho debía ser ejercido por la empresa estatal dentro de los noventa días hábiles posteriores a la declaración de comercialidad de cada lote de explotación, efectuada entonces por la autoridad de aplicación. El decr. 623/87 establece que la opción deberá ser realizada dentro del plazo de cuarenta y cinco días contados a partir

nas, 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 el 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 de que se extraiga y de otros de la zona, pertenezcan o no al concesionario y considerando lo señalado en el art. 31. La empresa estatal que preste servicios públicos de distribución de gas tendrá preferencia para adquirir, dentro de plazos aceptables, las cantidades que excedieran del uso anterior a precios convenidos que aseguren un justa rentabilidad a 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 Nacional".

de la delimitación del lote de explotación por la autoridad de aplicación. Recordemos que en el mismo acto de declarar la comercialidad del yacimiento, el contratista propondrá a la autoridad de aplicación la delimitación del lote de explotación, teniendo aquélla un plazo de cuarenta y cinco días para expedirse y si no lo hiciera, se considerará tácitamente aprobada la propuesta y delimitado el lote. De aquí surge que la opción podrá ejercerse como máximo hasta los noventa días de declarada la comercialidad del yacimiento por el contratista, pero siempre dentro de los cuarenta y cinco días a partir de la delimitación del lote.

Cabe señalar además que en el *decr.* 1443/85, YPF tenía una segunda opción de asociarse a la empresa contratista cuando hubieran variado sustancialmente las condiciones técnicas y económicas consideradas al declarar la comercialidad, pudiendo ejercer esta opción en el plazo de noventa días a partir del momento en que hubiese tomado conocimiento fehaciente del cambio de circunstancias. Esta segunda opción fue dejada sin efecto por el decreto modificatorio.

La asociación se decidirá en virtud de los estudios técnicos y económicos que a tal efecto se realicen. El porcentaje de participación en el lote de explotación se determinará en función de la magnitud de las reservas recuperables (en el régimen anterior se consideraba además las inversiones y gastos a efectuar y los niveles factibles de rentabilidad y retorno) y oscilará entre un 15% como mínimo y un 50% como máximo.

Al ejercer el derecho de asociación para el período de explotación, YPF abonará al contratista, en la medida de su participación, los gastos directos de perforación y terminación de los pozos de exploración que hayan resultado comercialmente productivos, que conforme al *decr.* 523/87 deben ser determinados en cada contrato. Asimismo, esta última norma extiende la obligación a los pozos de evaluación necesarios para estimar las reservas recuperables. A dichos gastos se les sumará un 10% en concepto de gastos indirectos.

Debemos destacar, que no obstante la asociación con YPF, las empresas contratistas continúan teniendo a su cargo la operación del área objeto del contrato (art. 8º, Inc. i).

f) Régimen fiscal. Las empresas contratistas, además de estar sujetas a las normas tributarias de aplicación general, deberán pagar anualmente y por adelantado una tasa por cada kilómetro cuadrado o fracción afectada al contrato.

Dicha tasa será establecida por la autoridad de aplicación en las condiciones de cada llamado a concurso público internacional, siendo su importe actualizado durante la vigencia del contrato. Lo recaudado se destinará a solventar los gastos que ocasione el ejercicio del poder de policía por la autoridad de aplicación y la Comisión asesora que se crea en virtud del art. 17.

Asimismo se prevé un régimen de estabilidad fiscal para los contratos bajo riesgo exploratorio siendo aplicable el art. 15 de la ley 21.778²⁷, tomándose como fecha determinante de la situación fiscal la de llamado al concurso. YPF reconocerá a las provincias que se adhieran a este régimen un 25% del derecho establecido en su favor por el art. 6°, inc. e, siempre y cuando se mantenga esa adhesión durante la vigencia de los derechos y obligaciones emergentes de los contratos.

7. Conclusión

Del análisis global del dect. 1443/85 modificado por el dect. 623/87 pueden deducirse algunos rasgos generales que a continuación se exponen:

a) Es evidente que la norma instrumental del llamado Plan Houston II limita y recorta las facultades conferidas originalmente a YPF, fortaleciendo el poder decisorio y de contralor de la Secretaría de Energía como autoridad de aplicación.

b) En tal sentido se crea por el art. 17 una Comisión asesora competente en todas las materias en las que tiene intervención la autoridad de aplicación, relacionadas con los concursos que se convoquen y los contratos que en su consecuencia se celebren.

²⁷ Art. 15, ley 21.778: "Las empresas estatales podrán incluir en los contratos de riesgo, cláusulas que establezcan el reajuste de los precios pactados con las empresas contratistas en la medida de la exacta incidencia derivada de las diferencias de los niveles de impuestos que se produzcan con posterioridad a la fecha de la apertura de la licitación —o de la firma del contrato en caso de contratación directa— como consecuencia de aumentos o disminuciones de los tributos nacionales y provinciales; creación de otros nuevos o derogación de los existentes y que alcancen a las empresas contratistas como sujetos de derecho de los mismos. Excepciones de las previsiones del presente artículo, las tasas retributivas de servicios y las contribuciones por mejoras".

c) En atención a las abundantes reservas gasíferas existentes en el país (ver punto 1, c) se faculta a la autoridad de aplicación en el art. 8º, inc. c, a suspender los efectos de la declaración de comercialidad hasta diez años, a menos que el contratista se comprometa a realizar todas las inversiones necesarias para desarrollar proyectos de transporte, reinyección e industrialización en el país o para su exportación. En tal caso se fija un régimen preferencial de regalía y derechos en favor de YPF. De esta forma se tiende a favorecer el desarrollo de proyectos que incorporen tecnología y capitales al proceso económico. También, como señaláramos oportunamente, se procura mejorar la retribución del contratista por el gas extraído.

d) Se eliminan algunas obligaciones accesorias del contratista al efecto de hacer más atractivas las condiciones de inversión en el campo energético para las empresas extranjeras, favoreciendo la exportación de hidrocarburos. Por ejemplo, se elimina de los contratos la cláusula de reserva de bandera argentina en los buques utilizados para la exportación del crudo.

Finalmente debemos señalar que, tal como resulta de sus propios considerandos, el dect. 623/87 surge como la tentativa de rectificación de una política petrolera no del todo exitosa, a través de una mayor apertura al sector privado.

Las cuantiosas inversiones necesarias para llevar adelante esta actividad, sumadas al riesgo inherente a la misma, convierten a la industria del petróleo en una explotación que puede traer aparejado tanto grandes beneficios, como pérdidas excesivamente onerosas. De ahí que el denominado Plan Houston II ha buscado atraer la inversión privada, incrementando su participación en todas las etapas del proceso productivo, mejorando la retribución del contratista —en algunos casos— y procurando colocar a éste en un plano de mayor igualdad con YPF, Sociedad del Estado.